



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

**Diseño del sistema de generación fotovoltaico para suministrar energía eléctrica al
caserío Naranjo, Distrito Miracosta, Cajamarca**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Br. Segundo Vicente Bernilla Rufasto (ORCID: 0000-0001-6710-7652)

ASESOR:

Msc. Fredy Dávila Hurtado (ORCID: 0000-0001-8604-8811)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

CHICLAYO - PERÚ

2020

Dedicatoria

Dedico mi trabajo de tesis a Dios, por brindarme la vida y a mi familia por ser la fuente de inspiración, superación y fortaleza para culminar satisfactoriamente mi carrera profesional universitaria.

El Autor.

Agradecimiento

A mi esposa Jesus Mercedes Tapia Frias y a mis adorados hijos, Diego Alexander, Cielo Marina y Fabián Alexander por brindarme su amor incondicional y por ser para mí un motivo especial de superación y esfuerzo.

A mi Padre que en dios en paz descansa y mi Madre, quienes me dieron la vida y la fortaleza para afrontar todos los retos que se presenta en este mundo.

A mis hermanos y hermanas, que siempre me han brindado su apoyo incondicional en momentos más difíciles, siempre los tendré presente.

A todos los docentes de mi formación universitaria en Ingeniería Mecánica Eléctrica, por brindarme sus conocimientos en cada uno de los cursos tomados para la realización de mi perfil profesional.

Segundo Vicente Bernilla Rufasto

Página del Jurado

Declaratoria de autenticidad

DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

Yo, **BERNILLA RUFASTO Segundo Vicente**, estudiante de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad César Vallejo, identificado con DNI N° **16757041**, con el trabajo de investigación titulada, **Diseño del sistema de generación fotovoltaico para suministrar energía eléctrica al caserío Naranjo, Distrito Miracosta, Cajamarca.**

Declaro bajo juramento que:

- 1) El trabajo de investigación es mi autoría propia.
- 2) Se ha respetado las normas internacionales de citas y referencias para las fuentes utilizadas. Por lo tanto, el trabajo de investigación no ha sido plagiado ni total ni parcialmente.
- 3) El trabajo de investigación no ha sido auto plagiado; es decir, no ha sido publicada ni presentada anteriormente para obtener algún grado académico previo o título profesional.
- 4) Los datos presentados en los resultados son reales, no han sido falseados, ni duplicados, ni copiados y por lo tanto los resultados que se presentan en la tesis se constituirán en aportes a la realidad investigada.

De identificarse la falta de fraude (datos falsos), plagio (información sin citar autores), autoplagio (presentar como nuevo algún trabajo de investigación propio que ya ha sido publicado), piratería (uso ilegal de información ajena) o falsificación (representar falsamente las ideas de otro), asumo las consecuencias y sanciones que de mi acción se deriven, sometiéndome a la normalidad vigente de la Universidad César Vallejo.

Chiclayo 30 de junio, 2020

Nombres y apellidos : **Segundo Vicente Bernilla Rufasto.**

DNI : **16757041**

Firma :



Índice

Dedicatoria	ii
Agradecimiento	iii
Página del Jurado.....	iv
Declaratoria de autenticidad	v
Índice	vi
Índice de figuras.	x
Índice de Tablas	xi
RESUMEN	xii
ABSTRACT	xiii
I. INTRODUCCIÓN.	1
1.1. Realidad problemática.....	1
1.1.1. A nivel internacional.....	1
1.1.2. A nivel nacional.	2
1.1.3. A Nivel Local.....	2
1.2. Trabajos previos.....	3
1.2.1. A nivel Internacional.....	3
1.2.2. A nivel Nacional.	3
1.2.3. A nivel local.	4
1.3. Teorías relacionadas al tema.	5
1.3.1. Energía Solar.....	5
1.3.2. Horas de sol pico (H.S.P.).....	6
1.3.3. Sistemas Fotovoltaicos.....	6
1.3.4. Distribución Weibull.....	11
1.3.5. Estudio de factibilidad.	11
1.3.6. Análisis Costo - Beneficio	11
1.4 Formulación del problema.	11
1.5 Justificación del estudio.....	11
1.5.1. Justificación ambiental.....	11
1.5.2. Justificación económica.	12
1.5.3. Justificación social.	12

1.5.4.	Justificación tecnológica.	12
1.6	Hipótesis.....	12
1.7.	Objetivos.	12
1.7.1.	Objetivo General.	12
1.7.2.	Objetivos específicos.	12
II.	MÉTODO.	13
2.1.	Diseño de Investigación.	13
2.2.	Variables, Operacionalización.	13
2.3.	Población y Muestra.....	15
2.4.	Técnica e Instrumento de Recolección de Datos, Validez y Confiabilidad.	15
2.4.1.	Técnica e Instrumento de Recolección de Datos.	15
2.4.2.	Validez y Confiabilidad.	16
2.5.	Métodos de análisis de datos.....	16
2.6.	Aspectos éticos.....	16
III.	RESULTADOS	17
3.1.	Estudio de la máxima demanda (M.D).	17
3.1.1.	Especificación del consumo de energía.	18
3.1.2.	Tasa de crecimiento de la población (r%).....	18
3.1.3.	Tasa de crecimiento de la energía por abonado doméstico (I%)	18
3.1.4.	Estimación de la demanda inicial.....	19
3.1.5.	Alumbrado en vías públicas.....	19
3.1.6.	Estimación de los consumos en un periodo de 20 años	20
3.1.7.	Máxima demanda total de la localidad.	22
3.2.	Obtención de la radiación solar mediante análisis de Weibull.	24
3.2.1.	Protocolo de Medición.	24
3.2.2.	Análisis de Medición de radiación solar.	24
3.2.3.	Centro de ubicación de la central solar.	25
3.2.4.	Orientación del Generador Fotovoltaico.....	26
3.2.5.	Cálculo de las Horas Solares Pico.....	26
3.3.	Dimensionamiento electromecánicos del sistema de generación eléctrica.....	26
3.3.1.	Cálculo del Rendimiento global de la instalación (R).	27
3.3.2.	Cálculo de la Energía a distribuir (L_{md}).	27

3.3.3.	Potencia del generador fotovoltaico.....	27
3.3.4.	Cálculo de Generador Fotovoltaico (N_{mod}).....	27
3.3.5.	Conexión de los paneles solares.....	28
3.3.6.	Cálculo de inclinación de los paneles solares.	28
3.3.7.	Separación entre sí de los paneles solares.....	28
3.3.8.	Cálculo del regulador de carga.....	29
3.3.9.	Número de ramas que deben conectarse a cada regulador.....	30
3.3.10.	Cálculo del banco de acumuladores.	31
3.3.11.	Cálculo de la potencia del convertidor.....	32
3.3.12.	Cálculo y elección del conductor eléctrico.	32
3.4.	Estimación económica y la viabilidad del proyecto.....	36
3.4.1.	Presupuesto general vinculado en el desarrollo del proyecto.	39
3.4.2.	Hallar del costo en Kwh que se ha generado.	39
3.4.3.	Evaluación Económica a inversión privada.	39
3.4.4.	Valoración Económica a precios benéficos por año:	42
IV.	DISCUSIÓN.	44
V.	CONCLUSIONES.	46
VI.	RECOMENDACIONES.	47
	REFERENCIAS.	48
	ANEXOS	50
	ANEXO 1.1: Metodología de cálculo.....	50
	ANEXO 2.1: Encuesta realizada a los abonados del caserío Naranjo.	61
	ANEXO 3.1: Características y calibración del instrumento utilizado para medir la radiación.....	62
	ANEXO 3.2: Valores Medidos con el Solarímetro.	65
	ANEXO 3.3: Análisis de Medición de la radiación solar incidente en el caserío Naranjo.	72
	ANEXO 3.4: Reemplazo de valores para obtener el gráfico por la distribución weibull.	79
	ANEXO 3.5: Ficha técnica del panel solar a utilizar.....	81
	ANEXO 3.6: Planos utilizados en la instalación del sistema fotovoltaico.....	82
	ANEXO 3.7: Ficha técnica del regulador a utilizar.....	85

ANEXO 3.8: Ficha técnica de la batería a utilizar.....	86
ANEXO 3.9: Ficha técnica del Inversor a utilizar.	87
ANEXO 3.10: Ficha técnica del conductor a utilizar.	88
ANEXO 3.11: Evaluación social Económica.	90
Panel Fotográfico.....	92
Acta de aprobación de originalidad de tesis.	94
Reporte de turnitin.	95
Autorización de publicación de tesis en repositorio institucional UCV.....	96
Autorización de la versión final del trabajo de investigación.	97

Índice de figuras.

<i>Figura 1.</i> Componentes de la radiación solar.....	5
<i>Figura 2.</i> Irradiancia a lo largo del día.	6
<i>Figura 3.</i> Esquema de una instalación Aislada.	7
<i>Figura 4.</i> Esquema de una instalación conectada a red eléctrica.	7
<i>Figura 5.</i> Elementos de una instalación Fotovoltaica.	8
<i>Figura 6.</i> Tipos de células fotovoltaicas.	8
<i>Figura 7.</i> Conexiones apropiadas de paneles solares según su instalación.....	9
<i>Figura 8.</i> Controlador utilizado en una instalación fotovoltaica.....	10
<i>Figura 9.</i> Baterías estacionarias utilizado en una instalación fotovoltaica.	10
<i>Figura 10.</i> Convertidor utilizado en una instalación fotovoltaica.....	10
<i>Figura 11.</i> Ubicación geográfica de la central fotovoltaica.	25
<i>Figura 12.</i> Inclinação de los módulos fotovoltaicos.....	28
<i>Figura 13.</i> Separación de módulos fotovoltaicos.....	28
<i>Figura 14.</i> Elección del regulador MPPT, de la marca Victron Energy.	29
<i>Figura 15.</i> Instrumentos para obtener información relevante del caserío.....	62
<i>Figura 16.</i> Certificado de calibración del instrumento de medición Solarímetro.....	64
<i>Figura 17.</i> Gráfico de resultado de medición de energía del día 1.	65
<i>Figura 18.</i> Gráfico de resultado de medición de energía del día 2.	66
<i>Figura 19.</i> Gráfico de resultado de medición de energía del día 3.	67
<i>Figura 20.</i> Gráfico de resultado de medición de energía del día 4.	68
<i>Figura 21.</i> Gráfico de resultado de medición de energía del día 5.	69
<i>Figura 22.</i> Gráfico obtenido al aplicar la distribución Weibull.	80
<i>Figura 23.</i> Ficha técnica del panel solar a utilizar.	81
<i>Figura 24.</i> Plano de distribución de paneles solares en la planta fotovoltaica.....	82
<i>Figura 25.</i> Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica.	83
<i>Figura 26.</i> Distribución de dispositivos utilizados en la instalación fotovoltaica.....	84
<i>Figura 27.</i> Ficha técnica del regulador utilizado en la instalación fotovoltaica.....	85
<i>Figura 28.</i> Ficha del acumulador utilizado en la instalación fotovoltaica.	86
<i>Figura 29.</i> Ficha técnica del inversor utilizado en la instalación fotovoltaica.....	87
<i>Figura 30.</i> Ficha técnica del conductor eléctrico a utilizar en la planta fotovoltaica.....	89
<i>Figura 31.</i> Estimación de beneficios sociales de la electricidad en áreas rurales.	91

Índice de Tablas

Tabla 1. <i>Operacionalización de variables.</i>	14
Tabla 2. <i>Especificación de Técnicas e instrumentos de recolección de datos.</i>	15
Tabla 3. <i>Descripción de los horarios de consumos por abonado doméstico.</i>	17
Tabla 4. <i>Cuadro de consumo por abonado Doméstico.</i>	18
Tabla 5. <i>Datos considerados en la estimación de la demanda inicial.</i>	19
Tabla 6. <i>Determinación de los consumos domésticos totales.</i>	21
Tabla 7. <i>Consumos de alumbrado público total.</i>	22
Tabla 8. <i>Cuadro de Consumos totales y máxima demanda para el caserío.</i>	23
Tabla 9. <i>Conductores eléctricos NNY.</i>	35
Tabla 10. <i>Intensidades y sección del cable en el tramo DC.</i>	35
Tabla 11. <i>Presupuesto del sistema fotovoltaico en el caserío el Naranjo.</i>	36
Tabla 12. <i>Presupuesto de la Red Secundaria en el caserío el Naranjo.</i>	37
Tabla 13. <i>Presupuesto de la Red Secundaria en el caserío el Naranjo.</i>	38
Tabla 14. <i>Presupuesto total de inversión.</i>	39
Tabla 15. <i>Flujo de ingreso a precios del mercado.</i>	40
Tabla 16. <i>Gastos en la operación.</i>	41
Tabla 17. <i>Evaluación económica a precios de mercado.</i>	41
Tabla 18. <i>Flujo de ingresos a precios sociales.</i>	42
Tabla 19. <i>Costos de operación.</i>	42
Tabla 20. <i>Evaluación económica a precios de mercado.</i>	43
Tabla 21. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	65
Tabla 22. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	66
Tabla 23. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	67
Tabla 24. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	68
Tabla 25. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	69
Tabla 26. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	70
Tabla 27. <i>Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m^2.</i>	71
Tabla 28. <i>Análisis mediante distribución Weibull.</i>	72
Tabla 29. <i>Tabulación de datos para hallar grafico requerido por distribución Weibull.</i> ..	79

RESUMEN

En el presente proyecto de investigación denominada **“Diseño de un Sistema de Generación Fotovoltaico para suministrar Energía eléctrica al caserío Naranjo, distrito Miracosta, Cajamarca”**, se realiza asumiendo la necesidad de la población beneficiaria, que a su vez cuenta con 24 abonados domésticos.

Para realizar correctamente el estudio se tomaron datos de los habitantes con el fin de conocer la demanda de energía eléctrica así mismo esta demanda de energía cumple con lo establecido por el ministerio de energía y minas, a su vez también se obtuvieron datos de radiación solar, utilizando un instrumento de medición denominado solarímetro luego se realizó los cálculos del dimensionamiento del sistema fotovoltaico como paneles solares, controladores, acumuladores, inversor y conductores eléctricos, seleccionando bajo un criterio de ingeniería, todos los equipos dimensionados detallamos sus parámetros y características de funcionamiento óptimo considerando sus tolerancias, márgenes de seguridad, coeficientes de pérdidas, para la distribución de la energía, así mismo se diseñó una red secundaria monofásica de baja tensión teniendo en cuenta las normas nacionales de electrificación rural y finalmente analizamos los resultados obtenidos desde el levantamiento de información hasta la evaluación de factibilidad mediante la evaluación económica usando herramientas financieras como el VANS, TIRS y la relación costo-beneficio.

Palabras clave:

Radiación solar, Panel fotovoltaico, Algoritmos MPPT, Regulador, Inversor monofásico.

ABSTRACT

In this research project called "Design of a Photovoltaic Generation System to supply electricity to the Naranjo farm, Miracosta district, Cajamarca", it is carried out assuming the need of the beneficiary population, which in turn has 24 domestic subscribers. In order to carry out the study correctly, data were taken from the inhabitants in order to know the demand for electric energy, and this energy demand complies with the provisions of the Ministry of Energy and Mines, in turn, solar radiation data was also obtained. using a measurement instrument called solarimetry then the calculation of the photovoltaic system was done, such as solar panels, controllers, accumulators, inverters and electrical conductors, selecting under engineering criteria, all the dimensioned equipment we detail their parameters and optimum performance characteristics considering its tolerances, safety margins, loss coefficients, for the distribution of energy, likewise a monophasic low voltage secondary network was designed taking into account the national rural electrification norms and finally we analyze the results obtained from the survey of training up to the feasibility evaluation through economic evaluation using financial tools such as VANS, TIRS and the cost-benefit ratio

Keywords:

Solar radiation, photovoltaic panel, MPPT algorithms, regulator, single phase inverter.

I. INTRODUCCIÓN.

En la investigación que presento, tiene como finalidad determinar el diseño de una planta fotovoltaica que genere suficiente energía eléctrica, para abastecer a cada uno de los abonados domésticos que no estén conectados a la red eléctrica, mejorando de esta manera sus necesidades básicas de los pobladores.

Razón por el cual se hace necesario abordar este tema de investigación para lograr la sostenibilidad, económica, ambiental, social, tecnológica.

Por lo consiguiente, analizaremos toda situación energética en las comunidades rurales para determinar la máxima demanda, el índice de radiación que será medido a través de un solarímetro logrando determinar las necesidades de los pobladores, dimensionaremos los equipos electromecánicos. También se tomarán saberes previos para identificar como acrecienta la obtención de energía de los módulos fotovoltaicos y con ello, averiguar la viabilidad del diseño, en función a los que frecuentemente se usan.

1.1. Realidad problemática.

1.1.1. A nivel internacional.

En tal sentido, Colombia es considerada un potencial energético solar debido a la ubicación geográfica, sin embargo, no es aprovechada por la falta de información respecto a fuentes de generación y situaciones legislativas del mismo territorio, lo cual hace que este recurso no se aproveche (**Gomez Ramirez, 2017, p.10**).

Por otro lado, Bolivia a través de un plan estratégico con proyección al 2025 da conocer que tiene una exquisita fuente de energía renovable, considerándose para el país una alternativa de generación eléctrica amigable con el medio ambiente. Es así que durante los años 2014 y 2015 se puso en operatividad la planta eléctrica fotovoltaica de Cobija. En tal sentido se reconoce dicho hecho como los primeros emprendimientos con la aplicación de estas tecnologías (**Ministerio de Hidrocarburos y Energía Bolivia, 2015, p.13**).

Igualmente, Chile es considerado como un país próspero en el ámbito nacional e internacional, respecto a la reproducción de energía solar fotovoltaica, así mismo reconocemos al desierto de Atacama considerado como uno de los más grandes en el mundo; que permitirá construir una Planta solar que genere energía eléctrica de 707 MW. (**Fundacion CEDDET, 2017, p.7**).

Asimismo, Francia a finales del año 2016 menciona que en el reporte mundial de energías renovables ha registrado el porcentaje de diez países líderes en el mundo como son:

China 46%, Estados Unidos 20%, Japón 11,5%, India 7,5, Filipinas 3,0%, Reino Unido 3,7%, Alemania 2,0%, República de Corea 2,1%, Australia 1,1% y Chile 2,0%. Cada uno de ellos con capacidad para suministrar energía solar enlazada dentro y fuera de la red (**Red de Energías Renovables 21, 2017, pp.18-29**).

1.1.2. A nivel nacional.

En efecto el plan energético 2014-2025, establece que el empeño para incrementar el servicio de electrificación se centrará principalmente en zonas rurales, aisladas, donde la electrificación permite mejorar su estatus social de las personas, detener la exigencia y el desplazamiento masivo a las ciudades.

El reto es beneficiar a 2,2 millones de peruanos de las zonas rurales a través de la extensión de redes eléctricas y soluciones no convencionales como los paneles solares, para lo cual se empezará adjudicando el, financiamiento, instalación, operación y mantenimiento de hasta 500 mil paneles solares que elevarán el servicio cerca al 100% (**Ministerio de Energía y Minas - Peru, 2014, p.24-25**).

1.1.3. A nivel local.

A través del proyecto luz en casa hasta el año 2010 la fundación Española ayuda en acción, el fondo nacional de electrificación rural (Foner), ha venido implementando e instalado 3,500 módulos fotovoltaicos en las comunidades de escasos recursos económicos del ámbito de la región de Cajamarca; contando con la participación del gobierno regional, los tenientes gobernadores, quienes apoyaron con su información a la selección de las localidades beneficiadas de las provincias de Hualgayoc, Cajabamba, Chota, Cutervo, Santa Cruz, San Marcos, San Miguel y Cajamarca. En consecuencia, es de conocimiento público que, el dinero asignado por Foner no fue retornable, contribuyendo de esta manera a mejorar la calidad de vida de los habitantes que radican en lugares muy alejados de la región Cajamarca (**Perú Microenergía, Prodia Ayuda en Acción, 2009, p.2**).

1.2. Trabajos previos.

1.2.1. A nivel internacional.

Los diferentes investigadores internacionales hacen referencia al tema, tales como:

La investigadora Miranda Escobar, en su estudio denominado “Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley N° 20571”. La chilena concluye que dicho proyecto no es interesante para los consumidores de las repartidoras, porque realizan una inversión inicial muy alta y el pago recibido por conceptos de energía inyectada es muy bajo, involucrando a que los periodos de recuperación del capital sean muy largos (**Miranda, 2016, p.58**).

Por otro lado, Celemín Cuellar en su trabajo de investigación denominada “Estudio para la implementación de un sistema fotovoltaico como alternativa rural Sostenible de la vereda san Roque en el municipio de Tolima - Colombia”. Concluye que los miembros de la comunidad tendrían múltiples oportunidades. Ya que dicho proyecto proveerá nuevas tecnologías, comunicación en tiempo real, uso de equipos informáticos, acceso a internet y capacitaciones según el área a fortalecer (**Celemín, 2016, p.90**).

Sin embargo, Domínguez Morales en su trabajo de investigación denominado “Cálculo y selección de un sistema fotovoltaico en una casa habitación con local comercial”, con el fin de obtener su título de ingeniero electricista en el Instituto Politécnico Nacional de la ciudad de México. Dice que su objetivo es investigar la descripción y las consideraciones técnicas de los equipos a utilizar en una instalación fotovoltaica, para un aprovechamiento satisfactorio que posteriormente nos permita obtener electricidad. En tal sentido concluye enfatizando las grandes ventajas que tiene la aplicación de la tecnología fotovoltaica y el gran impacto ambiental que generaría producto de su utilización e implementación (**Domínguez, 2015, p.80**).

1.2.2. A nivel nacional.

En ese mismo contexto los investigadores nacionales hacen mención al tema como:

El investigador, Cuenta Luque en su trabajo de investigación denominado “Diseño y simulación de un sistema energético fotovoltaico con control de seguimiento del punto de máxima potencia para proveer energía eléctrica eficiente en la región de Puno”, de la Universidad Nacional del Altiplano. Refiere en su objetivo investigar sobre el estudio de los

sistemas fotovoltaicos relacionado con la geometría y energía; comparando los algoritmos MPPT y métodos de control de inversores de potencia DC/AC. A su vez concluye comprobando el funcionamiento correcto del módulo y el arreglo de paneles FV 10 x 5, a su vez también menciona que los paneles solares que se encuentran estáticas sobre la superficie no podrán aprovechar toda la radiación solar a lo largo del día, a comparación de los que dispone un seguimiento solar (movimiento a uno y dos grados de libertad) **(Luque, 2017, p.83).**

Asimismo, Valdiviezo Salas, en su estudio denominada “Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles”, con el propósito de obtener su título de ingeniero electrónico en la pontificia universidad Católica del Perú.

Manifiesta que es importante considerar incentivos económicos gubernamentales o institucionales por generación de energía limpia, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En tal sentido al asumir estas consideraciones el proyecto sería más rentable económicamente y daríamos énfasis a fomentar el interés del uso e investigación de los recursos energéticos renovables (RER) **(Valdiviezo, 2015, p.67).**

Sin embargo, Lulo Niño en su trabajo “Implementación del sistema de energía fotovoltaico y facturación por consumo de energía en la municipalidad del distrito morocha, Junín”, con el fin de obtener su título de ingeniero electricista en la universidad continental de Huancayo, concluye que la radiación solar incide significativamente en los paneles solares y que al implementar un sistema de energía solar reduciremos considerablemente la facturación por consumo de energía eléctrica, porque la probabilidad del resultado es menor al 5% del nivel de significancia **(Lulo, 2017, p.102).**

1.2.3. A nivel local.

En efecto los investigadores locales centran su investigación en el tema como:

El tesista, Aguilar Panta en su trabajo denominado “Dimensionamiento de un sistema de generación fotovoltaica para electrificar el caserío Cuñish grande ubicado en san Pablo – Cajamarca”, con el propósito de ser titulado como ingeniero, manifiesta que el consumo total de energía proyectada es de 16870 Wh/día y una potencia de 3,55 Kw, así mismo refiere que la instalación fotovoltaica estará compuesta por 24 paneles fotovoltaicos de 260 Wp de potencia cada uno, 16 baterías de 357 Ah, 02 reguladores de carga y 02 inversores, por ultimo determina que el presupuesto referencial para el sistema fotovoltaico con la red de distribución, asciende a un monto total de: S/. 174 450,91 **(Aguilar, 2018, p.114).**

Asimismo para Briones Cachi, en su tesis denominada “Propuesta técnica económica de un sistema fotovoltaico para generación de energía eléctrica, del caserío de Tumbadén grande San Pablo 2017”, su objetivo principal fue investigar y determinar el requerimiento promedio por vivienda de energía eléctrica mediante energía solar. Así mismo concluye su investigación manifestando que el índice solar promedio varía entre 4.61 y 6.0 kwh/m², considerándose al mes de febrero como el de menor incidencia de energía solar, llegando alcanzar entre 4.61 a 5.5 kwh/m², sin embargo, para efectos de asegurar el correcto funcionamiento opto por el menor valor de irradiación solar (Briones, 2017, p.48).

1.3. Teorías relacionadas al tema.

1.3.1. Energía Solar.

La energía del sol se obtiene a partir de la radiación electromagnética que llega del Sol. Esta radiación en forma de calor y luz se puede usar mediante diversas tecnologías para generar energía eléctrica y térmica (Stuart J C, 2014, p.28).

Al mismo tiempo, se puede apreciar en la figura los cuatro componentes de la radiación solar.

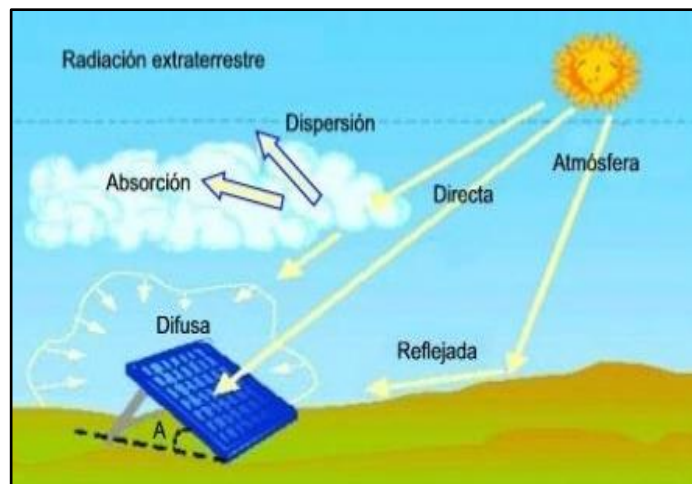


Figura 1. Componentes de la radiación solar.

En tal sentido se describe a cada uno de ellos:

Directa. - Es la que proviene directamente del astro rey e incide sobre el espacio terrestre sin cambiar de dirección, excepto a la alteración atmosférica, esta radiación proviene de una dirección claramente definida (Macancela Zhumi, 2012, p.21).

Difusa. - “Es la que sufre cambios en su dirección debido a la reflexión y difusión en la atmósfera” (Cieza, 2017, p.20).

Reflejada. - Es irradiada por la superficie terrestre y la cantidad de esta depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo (Flores, 2016, p.40).

Albedo. - “Es el resultado de la radiación directa y difusa. Que recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas” (Coronado, 2017, p.20).

1.3.2. Horas de sol pico (H.S.P.).

Por otro lado, las horas de sol pico (H.S.P.) se puede apreciar como las horas de irradiación diaria, cuya acción consigue transformar de 3 a 7 horas diarias, obedeciendo el mes y lugar de instalación, por ello en la figura evidenciamos una curva que representa la irradiancia, en el cual se expresa la evolución a lo largo del día, incluido en un rectángulo las horas utilizadas para el cálculo (Pareja, 2010, p.50).

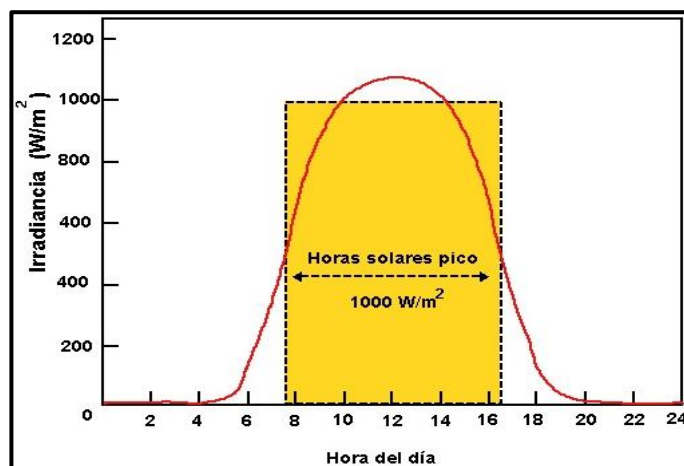


Figura 2. Irradiancia a lo largo del día.

$$1HSP = \frac{1000 \cdot 1h}{m^2} \cdot \frac{3600s}{1h} \cdot \frac{1J/s}{1W}$$

$$1HSP = 3.6 MJ/m^2$$

1.3.3. Sistemas Fotovoltaicos.

En ese mismo contexto, el sistema fotovoltaico es una fuente de energía que genera electricidad de origen renovable, obtenida desde la propagación solar mediante el elemento semiconductor denominado **célula** fotovoltaica.

También este tipo de energía se utiliza en innumerables aplicaciones como artefactos autónomos, viviendas aisladas de la red eléctrica y para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución (Abad, 2016, p.40).

Además, el sistema fotovoltaico presenta las siguientes características.

Diseño. - El diseño está constituido en cuatro elementos fundamentales como, la captación, control, acumulación de energía y conversión de tensión. De tal manera que deben conectarse entre ellos para que funcione correctamente toda la instalación (Perpiñán, 2012 pág. 57).

Metodología de cálculo. - El cálculo es significativo en el diseño fotovoltaico, donde se requiere de ciertas consideraciones, constantes y formulas apropiadas que nos conlleven a realizar las mediciones con exactitud (**Pareja, 2010, p.4**).

Instalación. - En la actualidad existen dos tipos de instalación de energía solar fotovoltaica.

- **Sistema fotovoltaico aislado.** - Este sistema se instala en una propiedad donde va a producir su propia energía independizándose totalmente de la autoridad de energía eléctrica (AEE), haciendo posible que estos sistemas sean cada vez más y más utilizados inclusive en zonas donde es posible el acceso a la energía eléctrica (**Aguilar, 2018, p.34**).

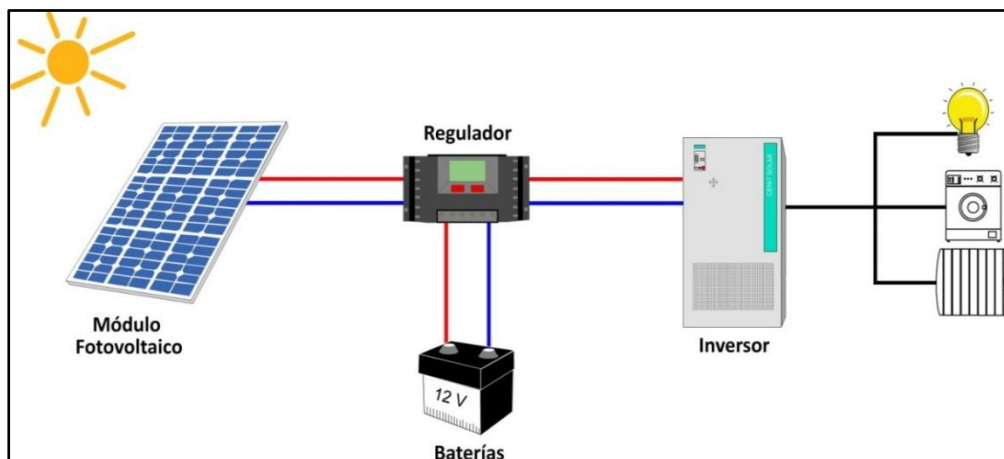


Figura 3. Esquema de una instalación Aislada.

- **Sistema fotovoltaico interconectado.** - Este sistema es muy importante porque genera beneficios económicos, al encontrarse conectado a la red eléctrica, no utilizan acumuladores ni controladores de carga, solamente un inversor que convierte la tensión producida por el sistema fotovoltaico con la cual trabaja la red (**García, 2017, p. 53**).

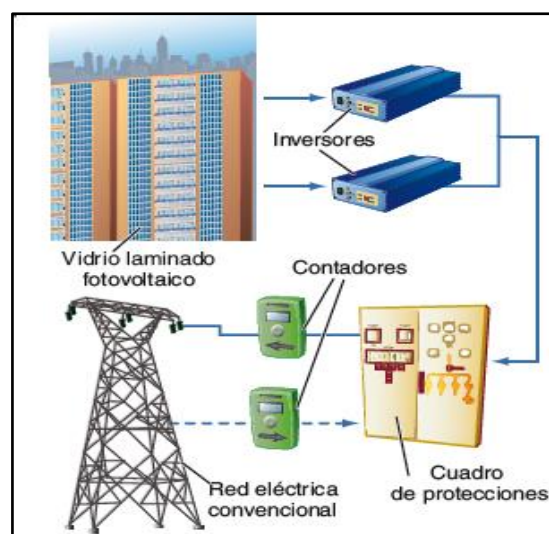


Figura 4. Esquema de una instalación conectada a red eléctrica.

Análisis de los elementos de un generador fotovoltaico. - Están constituidos por modulo fotovoltaico, acumuladores, regulador, conversor de tensión como se puede apreciar en la figura, que a su vez logran captar energía solar libre para transformarla en aprovechable, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia (Díaz, 2010, p.12).

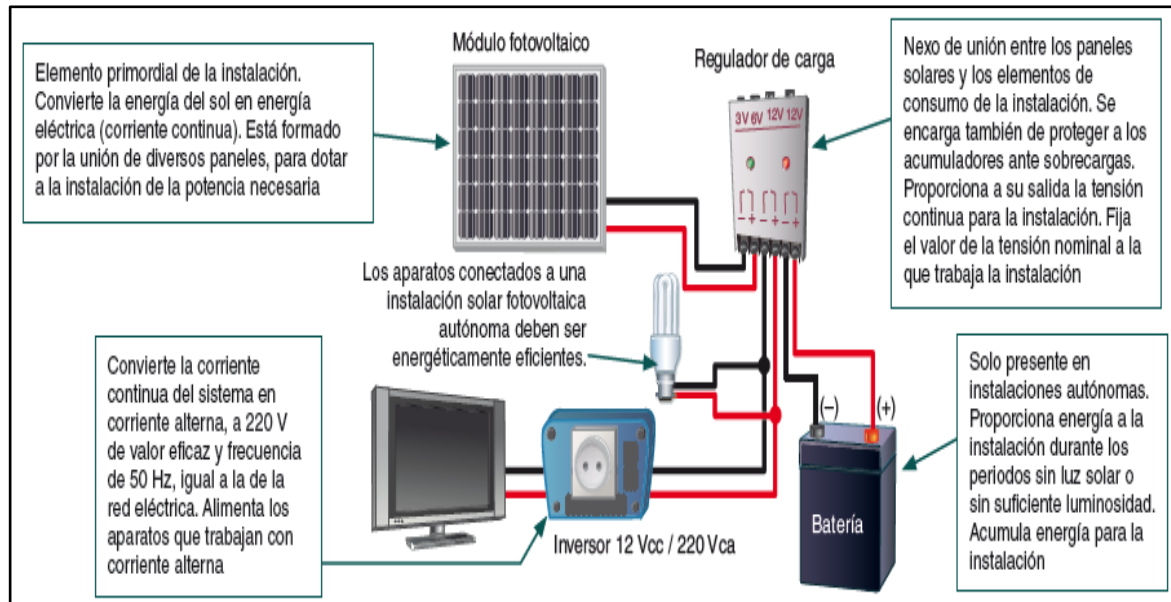


Figura 5. Elementos de una instalación Fotovoltaica.

Al respecto, describimos a cada uno de los componentes del generador fotovoltaico.

A. Módulo fotovoltaico. - Muestran ciertas características principales que al estar instalado adecuadamente en los terminales de conexión obtiene tensión continua con valores que oscilan entre los 6V, 12V, 24V, 48V (Díaz, 2010, p.14).

Sin embargo, la fabricación de los módulos está constituida mediante la cristalización del silicio obteniéndose, de silicio mono cristalino, silicio poli cristalino y silicio amorfo (Pareja, 2010, p.11).

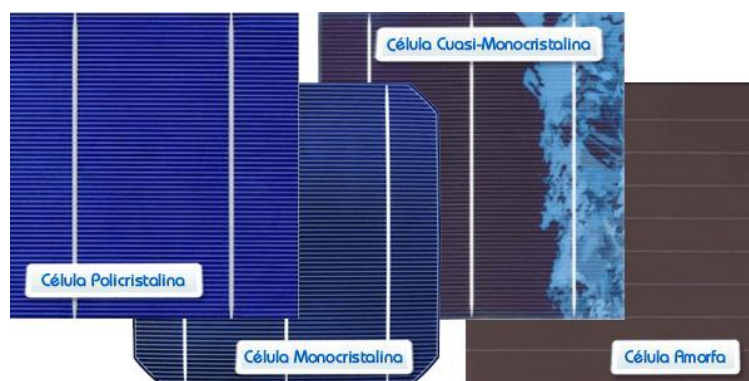


Figura 6. Tipos de células fotovoltaicas.

En tal sentido, sus **características físicas** adoptan siempre una forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde aproximadamente 0.1 m² hasta 1m².

Al mismo tiempo, sus **características eléctricas** se definen mediante parámetros como se especifica a continuación:

- Voltaje a circuito abierto (VOC). - Es el voltaje máximo que genera la celda solar.
- Voltaje de máxima potencia (VMP). - Es una variación inversamente proporcional respecto a la temperatura de las células, sin que provoque cambios en la corriente de salida.
- Corriente de cortocircuito (ISC). - Es el valor típico dado en unidades de amperes.
- Corriente de máxima potencia (IMP). - Es directamente proporcional a la energía solar recibida si la temperatura es constante.

Sin embargo la conexión de los paneles solares se pretende justificar cuando se realiza una distribución apropiada basado en los requerimientos del sistema fotovoltaico, se instalan en serie, paralelo y mixto (**Pareja, 2010, p. 3**).

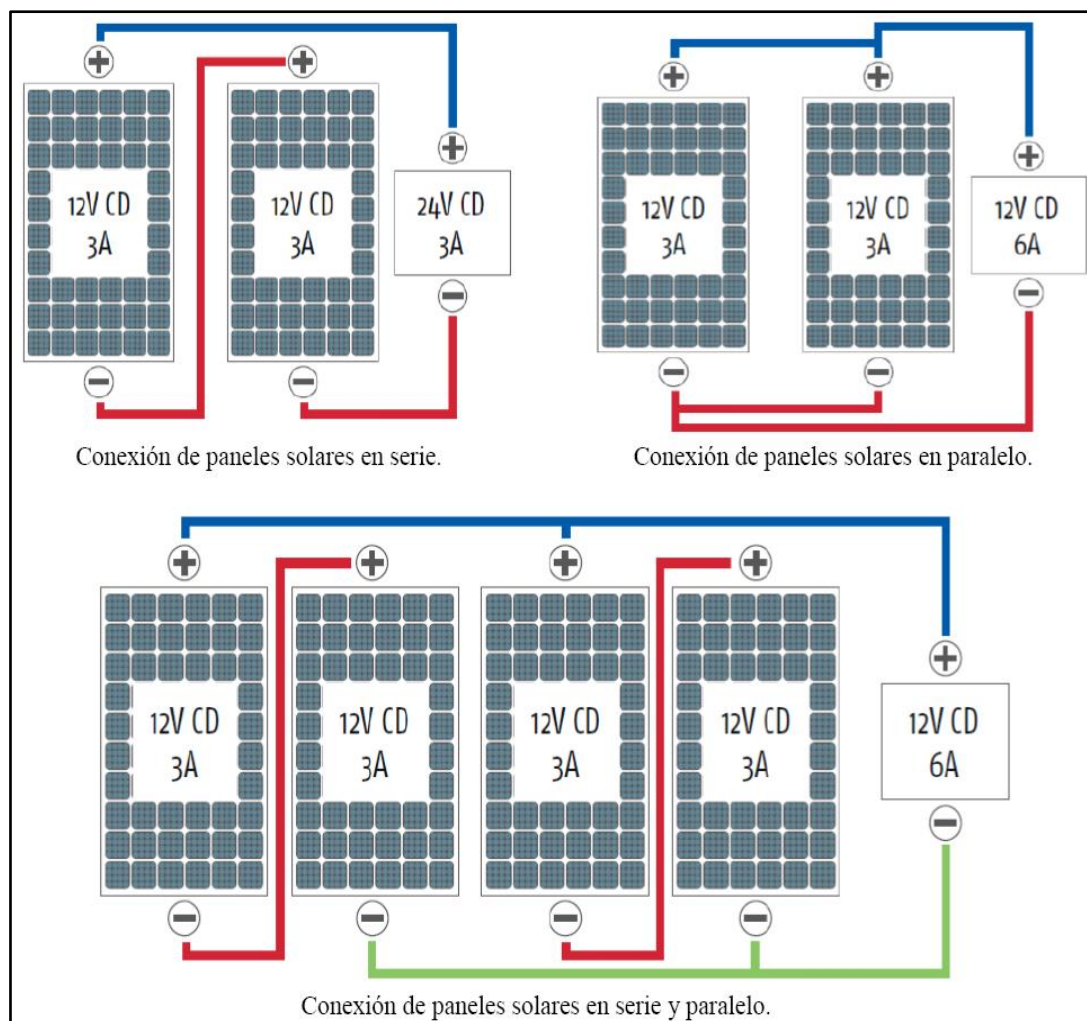


Figura 7. Conexiones apropiadas de paneles solares según su instalación.

B. El controlador de carga. - Se considera para vigilar el paso de la corriente que envía el panel a la batería y sale hacia el consumo. Del mismo modo en la actualidad existen controladores de diferentes modelos, marcas y potencias que utilizan tecnologías actualizadas que permiten usar microprocesadores en su fabricación (Casa, 2012, p.55).



Figura 8. Controlador utilizado en una instalación fotovoltaica.

C. La batería. - Su función es almacenar la energía, ya que a menudo la corriente no se usa al mismo tiempo que se genera, también se utiliza como una medida de previsión para aquellos días con condiciones climáticas desfavorables (Diaz, 2010, p.15).



Figura 9. Baterías estacionarias utilizado en una instalación fotovoltaica.

D. El convertidor. - es un dispositivo capaz de transformar la tensión y la corriente eléctrica que recibe, dentro de su fabricación existen diferentes modelos con especificaciones técnicas diferentes, utilizadas en instalaciones eléctricas fotovoltaica. (Abad, 2016, p.50).



Figura 10. Convertidor utilizado en una instalación fotovoltaica.

1.3.4. Distribución Weibull.

Por otro lado, también es importante considerar la definición de la metodología Weibull. De acuerdo a Abernethy, el análisis de Weibull matemáticamente nos permite expresar la radiación promedio, obtenida a lo largo de los años, a partir de datos empíricos de diferentes estudios de mediciones de radiación solar incidente. Sigue aproximadamente una densidad de distribución de este tipo (Abernethy, 2016, p.25).

En consecuencia, para efectos de cálculo hemos considerado las ecuaciones que detallamos en el anexo 1.1 del presente trabajo.

1.3.5. Estudio de factibilidad.

Por otro lado, la manifestación de Erossa sobre la factibilidad indica que “Su propósito es construir un instrumento para la toma de decisiones, en este caso se refieren a proyectos de inversión” (Erossa, 2004, p. 21).

1.3.6. Análisis Costo - Beneficio

Mientras tanto De Rus menciona “Para realizar el análisis costo beneficio no se cotejan ingresos con egresos, sino beneficios sociales con costos sociales” (De Rus, 2008, p.20).

1.4 Formulación del problema.

¿Cómo abastecer electricidad al caserío el Naranjo, distrito Miracosta, provincia Chota, región Cajamarca a través del sistema de generación fotovoltaica?

1.5 Justificación del estudio.

Además, la justificación del trabajo de investigación que realizo es muy importante, dado a que, con el diseño puesta en servicio, suministraremos electricidad al caserío el Naranjo en el distrito Miracosta, provincia Chota, región Cajamarca; mejorando así sus necesidades básicas de los pobladores, la misma que contribuirá a desarrollarse en los siguientes aspectos:

1.5.1. Justificación ambiental.

La elaboración de este proyecto contribuirá a la implementación de la tecnología fotovoltaica logrando disminuir la emisión de gases en la utilización de velas mecheros y combustible para generar luz, obteniendo ser junto con otras energías renovables, las energías del futuro por no colaborar con el deterioro de la capa de ozono, ya que se alimentan de un recurso considerado infinito que es el sol.

1.5.2. Justificación económica.

Con la implementación de este sistema de generación fotovoltaico; ayudaría a que los pobladores ya no realicen gastos extras para iluminarse (velas, pilas, baterías o combustibles), incluso también en las recargas de sus equipos celulares ya que semanalmente recargan como mínimo dos veces.

1.5.3. Justificación social.

El suministro de electricidad admitirá brindar mejoras en la vida de los abonados domésticos, en el aspecto cultural y académico. Logrando que conozcan los aportes en lo referido a través de las TICs y el uso del internet.

1.5.4. Justificación tecnológica.

El uso de energías renovables que se propone en esta investigación logrará promover la utilización de los recursos TICs y las herramientas que consumen energía eléctrica. Fomentando el desarrollo y la innovación en la comunidad educativa.

1.6 Hipótesis

A través de la determinación de un sistema de generación fotovoltaico, admite establecer la posibilidad de suministrar energía eléctrica fotovoltaica en el caserío Naranjo, distrito Miracosta, provincia Chota, región Cajamarca.

1.7. Objetivos.

1.7.1. Objetivo General.

Diseñar un sistema de generación fotovoltaico para suministrar energía eléctrica al caserío Naranjo, distrito Miracosta, Cajamarca.

1.7.2. Objetivos específicos.

- a) Efectuar un estudio de la demanda eléctrica en el caserío el Naranjo para determinar parámetros de diseño del sistema fotovoltaico.
- b) Determinar la radiación solar promedio del caserío Naranjo, mediante el análisis de la metodología Weibull.
- c) Realizar los cálculos y seleccionar los elementos del sistema de generación eléctrica fotovoltaica.
- d) Evaluar el aspecto económico y la viabilidad del proyecto utilizando herramientas financieras como el TIR y el VAN.

II. MÉTODO.

2.1. Diseño de Investigación.

La actual investigación es de tipo **No Experimental-Longitudinal**.

(Hernández, Fernández y Baptista, 2014, p. 165), afirman que no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables, basándonos fundamentalmente en la observación y en su contexto natural. Longitudinales de tendencia porque su principal característica se centra en la población, así mismo son aquellos que analizan cambios a través del tiempo dentro de alguna población en general.

2.2. Variables, Operacionalización.

Variable independiente.

Sistema de generación fotovoltaica.

Variable dependiente.

Suministro de energía eléctrica.

- Por otro lado, en la **operacionalización** de las variables identificamos las definiciones; conceptuales, operacionales, dimensionales, indicadores, instrumentos y escalas de mediciones.

Tabla 1. *Operacionalización de variables.*

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumento	Escala de medición
Independiente: Sistema de generación Fotovoltaico	Permite transformar en electricidad la energía solar por medio de células fotovoltaicas integrantes de módulos solares. Esta electricidad se puede utilizar de manera directa, almacenando en baterías para ser utilizada posteriormente.	Esto se realiza a través de módulos fotovoltaicos, los cuales reciben la radiación solar y la transforman en energía eléctrica mediante el denominado efecto fotovoltaico.	Energía.	Radiación solar. Niveles de radiación solar. Potencia eléctrica	Ficha de recolección de datos	Razón
Dependiente: Suministro de energía eléctrica	Suministro: Conjunto de instalaciones que permiten la alimentación de la energía Eléctrica en forma segura y que llega hasta el punto de entrega. CNE-2011. La energía eléctrica: es una fuente de energía renovable que se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas (electrones) que se produce en el interior de materiales conductores y su origen se da en las centrales de generación, determinadas por la fuente de energía que se utilice.	La energía almacenada en bancos de baterías.	Energía eléctrica	Potencia eléctrica. Máxima demanda.	Encuesta.	Razón

Fuente: Autoría propia.

2.3. Población y Muestra.

La Población es el objeto de estudio por la cual lo constituyen los 24 abonados por electrificar existentes en el caserío el Naranjo.

La muestra es similar a la población.

Población (N).

“La población es la totalidad de elementos o individuos que tienen ciertas características similares y sobre las cuales se hace inferencia” (Jany, 1994, p.47)

▪ **Muestra (n).**

“La muestra se refiere al grupo de unidades extraídas de una población, definida previamente, de acuerdo con un plan de sondeo dado y sobre las cuales se realizarán las observaciones previstas en la encuesta” (Morice, 1994, p.135).

2.4. Técnica e Instrumento de Recolección de Datos, Validez y Confiabilidad.

2.4.1. Técnica e Instrumento de Recolección de Datos.

El uso de las técnicas e instrumentos a utilizar son las siguientes:

Tabla 2. *Especificación de Técnicas e instrumentos de recolección de datos.*

Técnicas	Instrumentos	Uso
Observación	Guía de observación	Determina el nivel de la radiación solar.
		Determina la máxima demanda de la población, área de vivienda.
Encuesta	Cuestionario	Conocer su demanda energética.

Fuente: Autoría propia.

▪ **La encuesta**

La encuesta percibe una serie de preguntas expresadas por escrito donde el investigador recopila datos mediante preguntas a través de un cuestionario previamente diseñado, sin modificar el entorno ni el fenómeno, admitiendo que las respuestas tengan objetividad y esta dirigidas a una muestra representativa o al conjunto total de la población estadística en estudio.

(GARCÉS, 2000, p.122).

▪ **La observación**

“La observación es un proceso riguroso que permite conocer, de forma directa, el objeto de estudio para luego describir y analizar situaciones sobre la realidad estudiada” (Bernal, 2010, p.273).

En tal sentido los instrumentos utilizados se pueden apreciar en las figuras del anexo 2.1.

2.4.2. Validez y Confiabilidad.

En ese mismo contexto, los datos adquiridos se obtuvieron mediante equipos electrónicos e informáticos, logrando resultados sumamente positivos, que se corrobora a través de la estadística descriptiva y la firma de un especialista.

2.5. Métodos de análisis de datos.

Por otro lado, en la presente investigación requerimos del enfoque cualitativo para realizar el análisis y procesamiento de la información mediante Tablas y gráficos, que nos permitirá la interpretación de los resultados. Así mismo darle solución al problema que se plantea, contrastar la hipótesis, lograr conclusiones y construir el informe final.

2.6. Aspectos éticos.

Además, el proceso investigador ha tenido muy en cuenta los principios éticos, asumiendo el compromiso de considerar una información confiable, objetiva y respetando la autenticidad de los resultados obtenidos, así mismo protegiendo la identidad de los integrantes de la comunidad que participan en el presente estudio.

III. RESULTADOS.

3.1. Estudio de la máxima demanda (M.D).

En tal sentido, para el cálculo se busca en el lugar obtener razones, en efecto me constituí al caserío el Naranjo donde se pudo constatar 24 abonados domésticos, 83 habitantes y 3.46 personas por hogar. Así mismo mediante la aplicación de una encuesta obtuvimos información del número de equipos de consumo de energía eléctrica y las actividades que realizan los pobladores, logrando establecer el tiempo de funcionamiento de los equipos que se detalla a continuación.

Tabla 3. Descripción de los horarios de consumos por abonado doméstico.

Horas	EQUIPOS										Potencia (W)	Energía (Wh)
	Televisor		Radio		Cargador de Celular		Lámparas					
							Potencia			Tiempo		
	POTENCIA	TIEMPO	POTENCIA	TIEMPO	POTENCIA	TIEMPO	L1	L2	L3			
04:00 a 05:00			15	0.5	10	1	18	18	18	1	79	71.5
05:00 a 06:00			15	1	10	1	18	18	18	1	79	79
12:00 a 13:00			15	1							15	15
13:00 a 14:00	120	0.5	15	1							135	75
17:00 a 18:00			15	0.5							15	7.5
18:00 a 19:00							18	18	18	1	54	54
19:00 a 20:00	120	0.5			10	1	18	18	18	1	184	124
20:00 a 21:00	120	1	15	1	10	1	18	18	18	1	199	199
TOTAL												625

Fuente: Autoría propia.

Analizando los datos en la tabla 3, se determina la cantidad de artefactos electrodomésticos y lámparas led que vienen utilizando cada uno de los abonados domésticos, que a su vez la utilización de ellos nos permite determinar la M.D (199W) y E_C (625Wh).

3.1.1. Especificación del consumo de energía.

Tomando referencia del análisis realizado a la tabla 3 especificamos a continuación el consumo diario de energía y potencia por abonado.

Tabla 4. Cuadro de consumo por abonado Doméstico.

Descripción	Unidad	Potencia (W)	Potencia Total (Kw)	Uso diario (h)	Descripción de Energía en (Wh- día)	Descripción de Energía en (Kw-h/mes)
Iluminación interior	3	18	0.054	5	270	8.1
Radio	1	15	0.015	5	75	2.25
Televisor	1	120	0.12	2	240	7.2
Cargador de Celular	1	10	0.01	4	40	1.2
TOTAL			0.199 Kw	16h	625Wh	18.75 Kw

Fuente: Autoría propia.

Analizando la tabla N° 4 logramos determinar que la potencia total en Kw es 0.199 y la energía en Kw-h/mes es 18.75, valore que son determinantes en el diseño y para el cálculo del dimensionamiento electromecánico.

3.1.2. Tasa de crecimiento de la población (r%)

En el caserío el Naranjo se ha tenido por conveniente considerar la población proyectada con una tasa de crecimiento promedio Anual de **1.2%**, según último censo realizado por el instituto nacional de estadística e informática (INEI).

3.1.3. Tasa de crecimiento de la energía por abonado doméstico (I%)

En tal sentido, hace necesario resaltar el tipo de localidad, por ello en el presente proyecto se ha considerado el tipo II, donde se observa un consumo del **1.5%**, dato que se utiliza en la elaboración de proyectos de inversión pública o similares.

3.1.4. Estimación de la demanda inicial.

Además, atendiendo estas consideraciones realizadas determinamos datos relevantes para la estimación de la demanda inicial, a través de la siguiente tabla.

Tabla 5. Datos considerados en la estimación de la demanda inicial.

Indicadores	Considerandos
Beneficiarios que requieren electrificación	83
N° de abonados domésticos totales	24
Porcentajes de abonados doméstico	100%
Grado de electrificación	100%
Sectores de distribución típicos (SDT) - Rural	Tipo V
Promedio de personas en cada hogar	3.46
Consumo domésticos (kwh/año), por Abonados	225
Crecimiento poblacional promedio en la región Cajamarca	1.2%
Promedio energético de pérdidas	7%
Consumos de energía por abonados domestico Tipo II	1.5%

Fuente: Autoría propia.

3.1.5. Alumbrado en vías públicas.

Mientras tanto, a través de normas de alumbrado de vías públicas en áreas rurales se calcula el gasto habitual de luz pública y el número de puntos de iluminación (PI), el mismo que se representa a continuación.

a. Consumo mensual de alumbrado público.

Para determinar el gasto habitual de alumbrado público se realiza los siguientes cálculos a través de la siguiente ecuación.

$$\text{CMAP} = F \cdot \text{KALP} \cdot \text{NTA}$$

Dónde:

CMAP = Consumo mensual de alumbrado público en Kw.h

KALP = 6.3 (Factor de Alumbrado público en kW.h/usuario-mes), dicho factor es el correspondiente al sector típico 5.

NTA = 24 (Número total de abonados).

F = 1, para todos los sistemas eléctricos de distribución

$$\longrightarrow \text{CMAP} = 1 \times 6.3 \times 24$$

$$\therefore \text{CMAP} = 151.2 \text{ Kwh/mes}$$

b. Puntos de iluminación pública.

Al respecto, los puntos de iluminación se determinan utilizando la siguiente ecuación.

$$PI = \frac{(\text{CMAP} \times 1000)}{\text{NHMAP} \times \text{PPL}}$$

$$\text{CMAP} = 151.2 \text{ kW-h/mes.}$$

$$\text{PPL} = 60 \text{ W (potencia nominal promedio de la lámpara).}$$

$$\text{NHMAP} = 360 \text{ (cantidad de horas mensual del servicio).}$$

$$\longrightarrow PI = \frac{(151.2 \times 1000)}{360 \times 60}$$

$$\therefore PI = 7$$

3.1.6. Estimación de los consumos en un periodo de 20 años

En ese mismo contexto, se puede apreciar la descripción de la ecuación y la aplicación de los resultados que se obtendrá en las tablas 6 y 7 que a continuación se muestran.

$$P_x = P_0 (1 + i)^n$$

$$P_x = \text{Población considerada al 2039.}$$

$$P_0 = 83 \text{ (población actual).}$$

$$i = 1.2\% \text{ (tasa promedio).}$$

$$n = 20 \text{ (cantidad total del tiempo considerado).}$$

$$\text{CUAD} = \text{Consumo Unitario doméstico.}$$

$$\text{NAD} = \text{Número de abonados domésticos.}$$

Tabla 6. *Determinación de los consumos domésticos totales.*

AÑO	CUAD INICIAL	CUAD PROY	NAD	CONSUMO TOTAL DOMESTICO (kWh-año)
2020	225	228.38	24	5544.22
2021	228.38	231.81	25	5695.02
2022	231.81	235.29	25	5849.88
2023	235.29	238.82	25	6008.90
2024	238.82	242.40	25	6172.16
2025	242.40	246.04	26	6340.02
2026	246.04	249.73	26	6512.33
2027	249.73	253.48	26	6689.44
2028	253.48	257.28	27	6871.20
2029	257.28	261.14	27	7057.98
2030	261.14	265.06	27	7249.90
2031	265.06	269.04	28	7447.06
2032	269.04	273.08	28	7649.60
2033	273.08	277.18	28	7857.62
2034	277.18	281.34	29	8071.26
2035	281.34	285.56	29	8290.63
2036	285.56	289.84	29	8515.87
2037	289.84	294.19	30	8747.40
2038	294.19	298.60	30	8985.07
2039	298.60	307.56	30	9365.74

Fuente: Autoría propia.

Al comparar estas evidencias en la presente tabla, se determinó el incremento de la población en una proyección de 20 años, es así como se especifica año tras año el consumo unitario doméstico inicial, consumo unitario doméstico del proyecto, número de abonados domésticos y el consumo total doméstico.

Tabla 7. *Consumos de alumbrado público total.*

AÑO	KALP	NAD	CONSUMO MENSUAL (kWh/mes)	CONSUMO ANUAL (kWh-año)	PPL (W)	PI
2020	6.3	24	152.94	1835.29	60	7
2021	6.3	25	154.78	1857.31	60	7
2022	6.3	25	156.63	1879.60	60	7
2023	6.3	25	158.51	1902.15	60	7
2024	6.3	25	160.42	1924.98	60	7
2025	6.3	26	162.34	1948.08	60	8
2026	6.3	26	164.29	1971.46	60	8
2027	6.3	26	166.26	1995.11	60	8
2028	6.3	27	168.25	2019.06	60	8
2029	6.3	27	170.27	2043.28	60	8
2030	6.3	27	172.32	2067.80	60	8
2031	6.3	28	174.38	2192.62	60	8
2032	6.3	28	176.48	2117.73	60	8
2033	6.3	28	178.60	2143.14	60	8
2034	6.3	29	180.74	2168.86	60	8
2035	6.3	29	182.91	2194.89	60	8
2036	6.3	29	185.10	2221.22	60	9
2037	6.3	30	187.32	2247.88	60	9
2038	6.3	30	189.57	2274.85	60	9
2039	6.3	30	191.85	2302.15	60	9

Fuente: Autoría propia.

En la presente tabla, se muestra los cálculos donde se determina el consumo mensual y el consumo anual del alumbrado público durante los años que especifica el proyecto.

3.1.7. Máxima demanda total de la localidad.

Se hace necesario resaltar que debemos recurrir a ciertas consideraciones, formulas y algunos datos referidos para determinar el consumo como se muestra a continuación:

Porcentaje de pérdidas de energía	=	7%
Factor de carga	=	20%
Energía total requerida	=	Consumo total/ (1 – el % de perdidas)
Máxima demanda	=	Energía total requerida/ (fc * 8760)

Tabla 8. Cuadro de Consumos totales y máxima demanda para el caserío.

AÑO	Consumo total doméstico en (kWh – año)	Consumo total de alumbrado público en (kWh – año)	Consumo total de energía en (kWh – año)	Consumo total requerido en (kWh – año)	Maxima demanda en (kW)
2020	5544.22	1835.29	7379.51	7934.96	4.51
2021	5695.02	1857.31	7552.33	8120.78	4.64
2022	5849.88	1879.60	7729.48	8311.27	4.74
2023	6008.90	1902.15	7911.05	8506.51	4.86
2024	6172.16	1924.98	8097.14	8706.60	4.97
2025	6340.02	1948.08	8288.1	8911.94	5.09
2026	6512.33	1971.46	8483.79	9122.35	5.21
2027	6689.44	1995.11	8684.55	9338.23	5.33
2028	6871.20	2019.06	8890.26	9559.42	5.46
2029	7057.98	2043.28	9101.26	9786.30	5.59
2030	7249.90	2067.80	9317.7	10019.03	5.72
2031	7447.06	2192.62	9639.68	10365.25	5.92
2032	7649.60	2117.73	9767.33	10502.51	5.99
2033	7857.62	2143.14	10000.76	10753.51	6.14
2034	8071.26	2168.86	10240.12	11010.88	6.28
2035	8290.63	2194.89	10485.52	11274.75	6.44
2036	8515.87	2221.22	10737.09	11545.23	6.59
2037	8747.40	2247.88	10995.28	11822.88	6.75
2038	8985.07	2274.85	11259.92	12107.44	6.91
2039	9365.74	2302.15	11667.89	12546.12	7.16

Fuente: Autoría propia.

En consecuencia, al analizar los datos de la presente tabla la máxima demanda es **7,16 kW** en relación al mismo año el consumo anual de energía es **12546.12 kW-h/año** y el consumo cotidiano de energía será **34.37 kW-h/día**.

En ese mismo contexto, los datos que se aprecia están referenciados en los documentos normativos de la dirección de inversión Pública (DGPI – MEF).

3.2. Obtención de la radiación solar mediante análisis de Weibull.

3.2.1. Protocolo de Medición.

En el Caserío Naranjo se aprecia que los índices solares habituales cambian, como se pudo constatar con el instrumento de medición (**Solarímetro**), utilizado en el lugar insito que tiene las siguientes características, como se muestra en la figura del anexo 3.1 y con respecto a los valores medidos se puede apreciar en las tablas y gráficos que se muestran en el anexo 3.2 del presente trabajo.

3.2.2. Análisis de Medición de radiación solar.

El análisis de medición se aprecia en la tabla 28 del anexo 3.3, donde realizamos la aplicación de la metodología Weibull, permitiendo determinar el valor probable de radiación que capta el panel solar. Así mismo en un procedimiento se tiene en cuenta los valores obtenidos cada 10 minutos de manera ascendente y la determinación de la mediana se obtiene a través de la ecuación, $\text{rango} = \frac{(Mx-0.3)}{(N+0.4)}$.

En ese mismo contexto al utilizar la distribución Weibull procedemos a realizar los cálculos respectivos:

- En las siguientes ecuaciones determinamos los valores de a y b.

$$a = \frac{n \cdot \sum(X \cdot Y) - \sum X \cdot \sum Y}{n \cdot \sum X^2 - |\sum X|^2} = 3.26$$

$$b = \frac{\sum Y \sum X^2 - \sum X \cdot \sum(X \cdot Y)}{n \cdot \sum X^2 - |\sum X|^2} = -5.28$$

- La ecuación de la recta es: $Y = 3.26X - 5.86$
- En la expresión: $a = -k \ln(c)$ y $b = k$, se obtiene “c”

$$c = e^{\frac{5.86}{3.26}} \quad \therefore c = 6.03$$

En tal sentido el nivel de radiación promedio es ($c=6.03 \text{ Kw-h/m}^2$), que a su vez evaluando la tabla 29 del anexo 3.4 mediante la distribución weibull obtenemos el grafico que corresponde.

3.2.3. Centro de ubicación de la central solar.

En el caserío Naranjo se estableció instalar una central solar cuya ubicación tendrá en cuenta la situación demográfica de la localidad y el estado del terreno donde se pretende instalar, por el este 675174, norte 9300851; según las coordenadas UTM (WGS 84). En tal sentido dicha ubicación se puede apreciar en la figura.



Figura 11. Ubicación geográfica de la central fotovoltaica.

3.2.4. Orientación del generador fotovoltaico.

Por otro lado, mediante la RD 003-2007-EM/DGE, la orientación y la inclinación de los paneles se obtendrá de sumar a la latitud más 5°. Además, las latitudes a considerar son, por el sur 6°20'8.1" S (- 6.33557034000) y por el oeste 79°24'36.6" W (-79.41016986000), así mismo atendiendo a las consideraciones constructivas de la estructura el mínimo grado de inclinación será de 15° (MINEM, 2007).

3.2.5. Cálculo de las horas solares pico.

Para realizar el cálculo partimos de la ecuación $HSP = \frac{G}{I_{CEM}}$, Donde:

- G = Viene a ser el nivel de radiación solar promedio, siendo su valor 6.03 kWh /m²
 I_{CEM} = Es la potencia de radiación incidente en W/m², para las condiciones estándar de medida, siendo su valor 1000 W/m².

$$\longrightarrow HSP = \frac{6.03 \text{ kwh/m}^2}{1000 \text{ wh/m}^2} = \frac{6.03 (1000) \text{ wh/m}^2}{1000 \text{ w/m}^2}$$

$$\therefore HSP = 6.03 \text{ h}$$

Por lo tanto, al comparar estas evidencias nos indica que la radiación solar existente vale por un día que hubiera 6.03 horas de sol a 100 W/m² y la otra parte del día no tuviera nada de radiación solar.

3.3. Dimensionamiento de los elementos electromecánicos del sistema de generación eléctrica.

En tal sentido para el dimensionamiento tendremos en cuenta el consumo diario de 34.37 Kwh, energía que viene a corresponder al año 20.

Asimismo, el valor de consumo no contempla las pérdidas que producen el generador solar, la instalación eléctrica de la vivienda y dispositivos como el acumulador, controlador, convertidor.

3.3.1. Cálculo del rendimiento global de la instalación (R).

En efecto mediante la presente ecuación determinamos el rendimiento global de la instalación.

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) \left(1 - k_a * \frac{N}{Pd}\right)$$

$$R = (1 - 0,05 - 0,05 - 0,1 - 0,05) \left(1 - 0,005 * \frac{5}{0,7}\right)$$

$$\therefore R = 0,723$$

3.3.2. Cálculo de la energía a distribuir (L_{md}).

Mediante la ecuación 5 calculamos la energía en corriente alterna.

$$L_{md} = \frac{ET_{20}}{R}$$

Dónde:

$$L_{md} = \frac{34,37 \text{ kW-h/día}}{0,723}$$

$$\therefore L_{md} = 47,54 \text{ kWh/día}$$

3.3.3. Potencia del generador fotovoltaico.

Considerando que E = Energía real y con la ecuación 7, Calculamos la potencia requerida para el dimensionamiento:

$$P = \frac{L_{md}}{HSP}$$

$$L_{md} = 47,54 \text{ Kwh/día.} \quad HSP = 6.03h.$$

$$P = \frac{47,54 \text{ wh/día} * 1000}{6.03 \text{ h}}$$

$$\therefore P = 7883,91W \approx 7,88KW$$

3.3.4. Cálculo de generador fotovoltaico (N_{mod}).

Teniendo en cuenta la información que brinda la ficha técnica que se adjunta en la figura 23 del anexo 3.5, el panel solar que vamos a elegir es de la marca Victron Energy policristalino de 60 células del modelo SPP032502001/ 250W-30V con un diámetro de 1640 x 992 x 40mm y un peso de 17 kg .

Al mismo tiempo para calcular la cantidad de paneles solares es necesario utilizar la ecuación 8 y así poder cumplir con la demanda eléctrica de la localidad.

$$N_{mod} = \frac{L_{md}}{P_{MPP} * HSP}$$

$$\text{Dónde: } N_{mod} = \frac{47,54 \text{ Kwh/día}}{250 \text{ W} * 6.03 \text{ horas}} \longrightarrow N_{mod} = 31,54 \approx 32 \text{ paneles}$$

3.3.5. Conexión de los paneles solares.

Se hace necesario resaltar, la representación se lleva a cabo en los planos que se muestra en las figuras 24, 25, 26 del anexo 3.6. Así mismo para establecer el conjunto de paneles que se obtienen al asociar en serie y en paralelo, es ineludible saber los valores de voltaje que permite el controlador conectado a la salida de los paneles.

En tal sentido el controlador de carga Smart Solar MPPT 250/100-Tr, es considerado para nuestro diseño porque nos permite conectar 4 paneles en serie por rama y 4 ramas en paralelo por arreglo, formándose 2 arreglos solares de 4 ramas cada uno.

3.3.6. Cálculo de inclinación de los paneles solares.

Vinculado la inclinación de los paneles solares se tiene en consideración para el cálculo la latitud de la zona más 10° , reflejando un ángulo de 15° , como se puede apreciar en la siguiente figura.

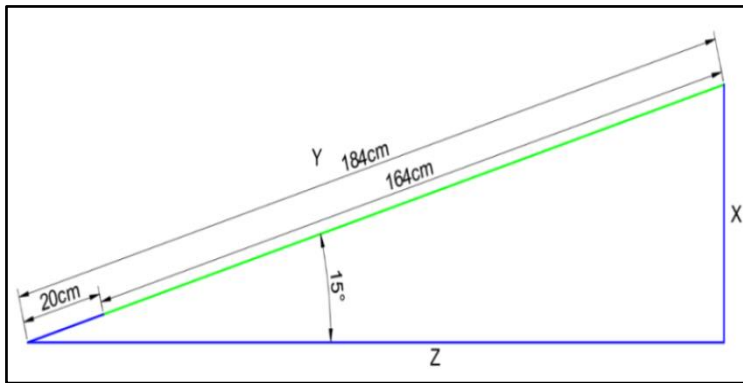


Figura 12. Inclinación de los módulos fotovoltaicos.

En ese mismo contexto, para calcular el valor de (z), en el plano horizontal respecto a la inclinación del módulo utilizamos las funciones trigonométricas.

$$z = (0,96) (184) \quad \therefore \quad z = 1.77 \text{ m}$$

- Al haber obtenido ya los valores de y, z nos permite hallar el valor de “x” aplicando el

teorema de Pitágoras, $y^2 = z^2 + x^2 \Rightarrow y^2 - z^2 = x^2$

$$\therefore \quad x = 0,51 \text{ m} \approx \text{Altura}$$

3.3.7. Separación entre sí de los paneles solares.

Respecto al alejamiento de los paneles solares entre si podemos apreciar en la figura.

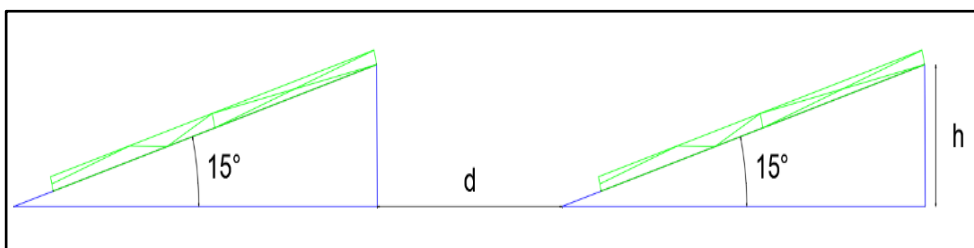


Figura 13. Separación de módulos fotovoltaicos.

- Del cálculo anterior realizado tenemos el valor de “y” en la cual vamos a reemplazar por “h”.

$$d_{\text{minima}} = \frac{h}{\tan 61^\circ - \text{latitud}} \longrightarrow d_{\text{minima}} = \frac{0,51}{\tan 61^\circ - 6^\circ}$$

$\therefore d_{\text{minima}}$ entre módulos es = 0,36 m

3.3.8. Cálculo del regulador de carga.

Para nuestro diseño tenemos por conveniente utilizar un regulador MPPT, de la marca Victron Energy. Asimismo, en la figura 27 del anexo 3.7, se puede apreciar la ficha técnica completa del regulador mencionado. En tal sentido para elegir el modelo ideal, se recurre a un aplicativo digital que el fabricante proporciona. Al respecto en nuestro caso el número de paneles sería 32 y se utilizarán 2 controladores iguales por cada 16 paneles.

victron energy Blue Solar charge controller MPPT

Módulo FV: Victron Energy SPP250-20 (SPP032502001)

Cuántos módulos? En Serie: 4 En paralelo: 4

Potencia total FV @STC: 4000 Wp

Temp. módulo FV Min. -10 °C Max. 70 °C

Regulador: SmartSolar MPPT 250/100 Tr/MC4

Voltaje del sistema: 48 Volt

Largo de cable entre módulo y MPPT * 10 m Sección: 6.0 mm²

* Longitud de un solo cable

Voltaje max. de entrada	250 V
Voltaje max. FV @ Temperatura min.	161.2 V
Voltaje min. de entrada @ PMP	49.0 V
Voltaje min. FV @ Temperatura max.	95.9 V
Corriente max. de salida	100 A
Corriente max. @ PMP temp. min.	92.6 A
Corriente max. @ PMP temp. max.	68.9 A

Configuración del módulo FV **Aceptado**

Figura 14. Elección del regulador MPPT, de la marca Victron Energy.

Igualmente se puede apreciar los cálculos para $V_{\text{Máx. C.FV}}$, $I_{\text{max.C.FV}}$ y $P_{\text{max.C.FV}}$.

▪ Voltaje máximo del campo fotovoltaico.

Mediante la siguiente ecuación hallamos el voltaje máximo del campo fotovoltaico.

$$V_{\text{Máx. C.FV}} = V_{\text{MPP.mf}} * N_{\text{S.mf}}$$

$$\longrightarrow V_{\text{Máx. C.FV}} = 30\text{V} * 4, \quad \therefore V_{\text{Máx. C.FV}} = 120\text{V}$$

▪ Intensidad máxima del campo fotovoltaico

$$I_{\text{max.C.FV}} = I_{\text{MPP.mf}} * N_{\text{P.mf}}$$

$$\longrightarrow I_{\text{max.C.FV}} = 8,33\text{A} * 4 \quad \therefore I_{\text{max.C.FV}} = 33,32\text{A}$$

- **La potencia máxima del campo fotovoltaico.**

$$P_{\max.C.FV} = V_{\max.C.FV} * I_{\max.C.FV}$$

$$\longrightarrow P_{\max.C.FV} = 120V * 33,32, \quad \therefore P_{\max.C.FV} = 3998,4W \approx P_{\max.C.FV} = 4000W$$

Así mismo también se puede verificar con el valor de la potencia situada.

$$P_{\max.C.FV} = N_{mf} * P_{MPP}$$

$$\longrightarrow P_{\max.C.FV} = 16 * 250W \quad \therefore P_{\max.C.FV} = 4000W$$

Por consiguiente, al resumir obtenemos 32 paneles y 2 controladores.

En virtud de los resultados, con los 32 paneles la potencia pico instalada es

$$P_{\text{total}} = 32 * 250 = 8 \text{ kWp}$$

$$P_{\text{total}} = 8000 \text{ Wp} \approx 8 \text{ kWp}$$

- **Superficie = N° de paneles * alto * ancho**

$$\text{Superficie} = 32 * 1,64 * 0,99$$

$$\text{Superficie} = 51,96\text{m}^2 \approx 52\text{m}^2$$

- **Corriente máxima que debe soportar el regulador.**

Utilizando la ecuación 14, hallamos la corriente máxima del regulador.

$$I_{\text{Máxima del Regulador}} = 1,25 * I_{CCmf} * N_{Pmf}$$

$$\longrightarrow I_{\text{Regulador}} = 1,25 * 8,94A * 4 \quad \therefore I_{\text{Regulador}} = 44,7 \text{ A}$$

- **Voltaje máximo que debe soportar el regulador.**

Mediante la siguiente ecuación hallamos el voltaje máximo del controlador.

$$V_{\text{maxima del regulador}} = 1,25 * V_{OCmf} * V_{Smf}$$

$$\longrightarrow V_{\text{maxima del regulador}} = 1,25 * 36,75 * 4 \quad \therefore V_{\text{máxima del Regulador}} = 183.75V$$

En virtud de los resultados queda expresando que se utilizará 2 controladores solares de 85A, con tensión de 250V y con una potencia de 4900W cada uno, siendo estos valores los que existen en el mercado.

3.3.9. Número de ramas que deben conectarse a cada regulador.

Mediante la siguiente ecuación calculamos las ramas que deben conectarse a cada controlador.

$$\text{Ramas por regulador} = \frac{N_{Pmf}}{N_{Preg}} = \frac{16}{4} = 4$$

En tal sentido de acuerdo a los cálculos realizados se utilizará 4 ramas de módulos fotovoltaicos por regulador.

3.3.10. Cálculo del banco de acumuladores.

▪ Capacidad de acumulación solicitada por el sistema (C).

Atendiendo ciertas consideraciones, reemplazamos según el detalle en la siguiente

$$\text{ecuación: } C = \frac{E * N}{V_n * PD_{max,e}}$$

E = 47540 Wh (Consumo energético efectivo).

N = 2 días (Periodo de autonomía).

V_n = 48V (Voltaje nominal).

PD_{max,e} = 70 % (Profundidad de descarga máxima estacional).

$$C = \frac{47540 * 3}{48 * 0,7} = \frac{95080}{33,6}; \quad \therefore \quad C = 2829,76 \text{ Ah}$$

▪ Cálculo de la cantidad de acumuladores que deben conectarse en serie y paralelo.

a. Serie.- Aplicaremos la siguiente ecuación: $N_{Sbat} = \frac{V_T}{V_{bat}}$, donde:

V_{Sbat} = cantidad de acumuladores que deben conectarse en serie.

V_T = Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico (V).

V_{bat} = Tensión nominal de la batería (V).

$$\longrightarrow N_{Sbat} = \frac{48}{6} \quad \therefore \quad N_{Sbat} = 8 \text{ acumuladores}$$

b. Paralelo.- Utilizamos la siguiente ecuación; $N_{Pbat} = \frac{C}{C_{bat}}$, donde:

V_{PBat} = Numero de acumuladores conectados en paralelo.

C_T = Capacidad total del banco de acumuladores (Ah).

C_{bat} = Capacidad individual de un acumulador (Ah).

$$N_{Pbat} = \frac{2829,76 \text{ Ah}}{569 \text{ Ah}}; \quad \longrightarrow \quad N_{Pbat} = 4,97 \text{ Ah}; \quad \therefore \quad N_{Pbat} = 5$$

c. Cálculo de la cantidad total de acumuladores.

Se determina a través de la siguiente ecuación: $N_{Total/Grupo} = N_{Sbat} * N_{Pbat}$

$$\longrightarrow N_{TOTAL} = 8 * 5$$

$$\therefore N_{TOTAL} = 40 \text{ baterías (8 baterías por grupo).}$$

Evaluando las consideraciones se ha tenido por conveniente seleccionar la batería Surrrette Rolls. En ese mismo contexto, señalamos sus especificaciones técnicas en la figura 28 del Anexo 3.8.

3.3.11. Cálculo de la potencia del conversor.

Por otro lado, la potencia a considerarse es mayor a 1.2 veces de la potencia de las cargas alterna, como se aprecia en la siguiente ecuación, $P_{inv}=1.2*P_{GFV}$, dónde:

$P_{GFV} = 8000 \text{ W}$ (Potencia del generador fotovoltaico).

1,2 = La potencia del inversor debe ser mayor a esta cantidad.

$$\longrightarrow P_{inv} = 8000\text{W} * 1,2 \quad \therefore \quad P_{inv} = \mathbf{9600\text{W}}$$

En tal sentido para nuestro diseño contamos con el inversor solar MUST de la serie PV 3500, cuyas características técnicas se especifica en la figura 29 que adjunto en el anexo 3.9 del presente trabajo.

3.3.12. Cálculo y elección del conductor eléctrico.

En tal sentido, se considera que cada distancia de la instalación eléctrica tendrá una sección diferente, debido a que la corriente varía, dependiendo de la conexión y la utilidad de los equipos utilizados.

De este modo, se considera a todos los tramos que se alimentan con tensión continua, utilizar conductores de cobre con aislamiento 0.6/1 kV y cubierta en PVC.

En ese mismo contexto, el cálculo de la sección de los conductores donde circula corriente continua se realiza de la siguiente manera.

▪ Sección mínima del conductor para el tramo fotovoltaico – controlador.

Mediante la ecuación $S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$; Asumimos ciertas consideraciones de cálculo donde:

$L = 8\text{m}$ (Longitud del conductor en ese tramo).

$I = 1.25 * N_{panel} * ISC$: (intensidad que circula en el conductor).

$\Delta V = \Delta V\% * V_{MP}$: (caída de voltaje en los conductores).

K : (conductividad 56m/ Ohm. mm²). tramo).

a. Cálculo de la caída de voltaje en el tramo paneles – regulador

A través de la ecuación $\Delta V = \Delta V\% * V_{MPP}$, calculamos la caída de tensión del tramo respectivo dónde:

$\Delta V\% = 1.5\%$ (Caída de tensión en tanto por ciento).

$V_{MP} = 30\text{V}$ (Tensión nominal de los módulos).

$$\Delta V = 0.015 \text{ V} * 30\text{V}; \quad \therefore \quad \Delta V = \mathbf{0,45 \text{ V.}}$$

b. Cálculo de corriente máxima que resiste la distancia paneles – controlador

De este modo con la ecuación, $I_{MAX\ mf} = 1,25 * I_{CC\ mf} * N_{(RPP - \text{regulador})}$, calculamos la corriente máxima en el tramo respectivo dónde:

$I_{MAX\ mf}$ = Corriente máxima en líneas paneles – reguladores (A).

$I_{SC\ m} = 8,94$ (Corriente de corto circuito del panel utilizado) (A).

$N_{(RPP) (\text{regulador})} = 4$ (cantidad de ramas y paneles que deben conectarse a cada controlador).

$1,25$ = Factor de sobredimensionamiento del 25% para cubrir el exceso de corriente de corto circuito debido al aumento de la irradiación y temperatura. (Los paneles pueden calentar hasta los 75°), podemos ocasionar irradiación ocasional de 1200W/m^2 .

$$I_{MAX\ mf} = 1,25 * 8,94 * 4; \quad \therefore \quad I_{MAX\ mf} = 44,7\text{ A}$$

c. Cálculo de la sección del conductor panel solar - regulador.

Remplazando en la siguiente ecuación, $S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$ se obtiene que:

$$S = 2 * \frac{8 * 44,7}{0,45 * 56}, \quad \therefore \quad S = 28,38\text{ mm}^2.$$

En efecto asumimos que el valor normalizado del conductor superior es de 35 mm^2 .

Al mismo tiempo para las secciones de cable que unen a los paneles en serie entre sí, podemos utilizar una sección menor para ahorrar costos puesto que la corriente que circula por líneas es menor. Para lo cual utilizaremos la siguiente ecuación, $I_{MAX\ mf} = 1,25 * I_{SC\ mf}$ Dónde: $I_{MAX\ mf} = 1,25 * 8,94 = 10,728\text{ A}$

$$S = 2 * \frac{8 * 10,728}{0,45 * 56}; \quad \therefore \quad S = 6,81\text{ mm}^2.$$

En tal sentido asumimos que el valor normalizado del conductor superior es de 10 mm^2

▪ Cálculo de la sección mínima, del cable que une el controlador – baterías.

De este modo a través de la ecuación $S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$, la sección mínima para el respectivo tramo

Dónde: $L = 3\text{m}$, $I = 1,25 * N_{\text{panel}} * I_{SC}$, $\Delta V = \Delta V\% * V_{MP}$, $K = 56\text{ m/Ohm.mm}^2$.

a. Cálculo de la caída de voltaje.

En consecuencia, mediante la ecuación $\Delta V = \Delta V\% * V_{MPP}$, hallamos la caída de tensión donde:

$$\Delta V\% = 0.010.$$

$$V_{MP} = 30\text{ V}.$$

$$\Delta V = 0.010 * 30\text{V}, \quad \therefore \quad \Delta V = 0,3\text{V}$$

b. Cálculo de la corriente máxima.

Mediante la ecuación $I_{MAX\ mf} = 1,25 * I_{sc} * N_{(ramas\ en\ paralelo\ del\ regulador)}$, reemplazamos datos donde:

$$I_{SCmf} = 8,94.$$

Numero de *ramas en paralelo - regulador* = 4

1.25 = Factor de sobredimensionamiento para cubrir el exceso de corriente e corto circuito debido al aumento de la irradiancia y temperatura.

$$I_{MAX\ mf} = 1,25 * 8,94 * 4, \quad \therefore \quad I_{MAX\ mf} = 44.7A$$

c. Cálculo de la sección del conductor.

Reemplazando en la ecuación $S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$, se obtiene que $S = 2 * \frac{3 * 44.7}{0.3 * 56}$

$$\therefore \quad S = 16\ mm^2.$$

Mientras tanto la sección normalizada a considerarse es de **16mm²**.

▪ Cálculo de la sección del cable en la distancia controlado – conversor.

Teniendo en cuenta la ecuación $S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$, realizamos el presente calculo donde:

$$L = 3m, I = 1.25 * N_{panel} * I_{SC}, \Delta V = \Delta V \% * V_{MP}, K = 56\ m/Ohm.mm^2.$$

a. Cálculo de la caída de voltaje.

Utilizando esta ecuación $\Delta V = \Delta V \% * V_{MP}$, reemplazamos los siguientes datos donde:

$$\Delta V \% = 0.010$$

$$V_{MP} = 30\ V$$

$$\Delta V = 0.010 * 30\ V ; \quad \therefore \quad \Delta V = 0,3\ V$$

b. Cálculo de la corriente máxima.

A través de la ecuación $I_{ca} = \frac{P}{V * \cos\phi}$, determinamos la corriente máxima donde:

P = 10000 W (potencia máxima en tensión alterna del inversor seleccionado).

V = 230 V (voltaje de red en el interior de la vivienda).

$\cos\phi = 1$ (factor de potencia).

$$\longrightarrow \quad I_{ca} = \frac{10000}{230 * 1}, \quad \therefore \quad I_{ca} = 43,48\ A$$

Así mismo siendo la corriente continua (I_{CC}) determinada por la siguiente expresión:

$$I_{CC} = 1.25 * \frac{I_{ca}}{n_{inv}}, \text{ realizamos el siguiente cálculo donde:}$$

$I_{ca} = 43,48A$ (intensidad alterna en la salida del conversor).

$n_{inv} = 0.96$ (ganancia del conversor).

1,25 = Factor de sobredimensionamiento para cubrir el exceso de corriente e corto circuito debido al aumento de la irradiancia y temperatura.

$$\longrightarrow I_{CC} = 1.25 * \frac{43,48}{0,96} \quad \therefore \quad I_{CC} = 56,61 \text{ A}$$

c. Cálculo de la sección del conductor.

En tal sentido, para realizar el cálculo utilizamos la siguiente ecuación donde:

$$S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K}$$

$$S = 2 * \frac{3 * 56,61}{0,3 * 56} ; \quad \therefore \quad S = 20,22 \text{ mm}^2$$

En tal sentido la sección normalizada superior a considerar será igual a 25 mm².

▪ **Selección del conductor NYY para cada tramo.**

Por otro lado, dicha selección de conductores se realiza utilizando la presente tabla.

Tabla 9. *Conductores eléctricos NNY.*

CALIBRE	N° HILOS	ESPEORES		DIAMETRO EXTERIOR	PESO	CAPACIDAD DE CORRIENTE		
		AISLAMIENTO	CUBIERTA			ENTERRADO	AIRE	DUCTO
N° x mm ²		mm	mm	mm	Kg/Km	A	A	A
2x1x6	1	1	1.4	15.4	218	77	58	62
2x1x10	1	1	1.4	17	307	105	80	85
2x1x16	7	1	1.4	19.3	454	136	108	112
2x1x25	7	1.2	1.4	22.5	672	170	140	140
2x1x35	7	1.2	1.4	24.6	880	205	175	170

Fuente: Autoría propia.

Al evaluar ciertas evidencias de la presente tabla se optó por seleccionar el cable unifilar POWERFLEX RV-K. Al mismo tiempo, en la figura 30 del Anexo 3.10 se muestra la ficha técnica correspondiente.

Por otra parte, también se puede apreciar en la presente tabla las consideraciones de la corriente y sección de los conductores a utilizar en tensión continua.

Tabla 10. *Intensidades y sección del cable en el tramo DC.*

TRAMO	LONGITUD	INTENSIDAD DE CORRIENTE DEL TRAMO (A)	SECCIÓN MÍNIMA DEL CABLE (mm ²)	SECCIÓN DE CABLE SELECCIONADO (mm ²)
Paneles solares	8.0	47,7	28,38	35
Regulador con Baterías	3.0	47,7	16	16
Regulador con Inversor	3.0	56,61	20,22	25

Fuente: Autoría propia.

3.4. Estimación económica y la viabilidad del proyecto.

Se hace necesario resaltar, para efectuar la estimación monetaria se ha considerado dos aspectos resaltantes del proyecto como, presupuesto de la central fotovoltaica y presupuesto de la red secundaria. Así mismo dichas consideraciones se aprecia en las siguientes tablas.

Tabla 11. *Presupuesto del sistema fotovoltaico en el caserío el Naranjo.*

METRADO Y PRESUPUESTO					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (s/.)	Precio Total(s/.)
1	Suministro de materiales				
1.1	Modulo fotovoltaico	unidad	32	S/. 780.00	S/. 24960,00
1.2	Baterías	unidad	40	S/. 840.00	S/. 33600,00
1.3	Regulador	unidad	2	S/. 3572.00	S/. 7145.00
1.4	Inversor de CC a CA	unidad	1	S/. 9852.00	S/. 9852.00
1.5	Cables, Tableros, Accesorios de protección	Glb	1	S/. 2800.00	S/. 2800.00
1.6	Soportes	Glb	1	S/. 3000.00	S/. 3000.00
1.7	Pozo a tierra	Glb	1	S/. 1500.00	S/. 1500.00
1.8	Caseta y cerco perimetral	Glb	1	S/. 4000.00	S/. 4000.00
2	Mano de Obra				
2.1	Costo de montaje de instalación	Glb	1	S/. 5000.00	S/. 5000.00
3	Transporte				
3.1	costo de transporte de materiales	Glb	1	S/. 1800.00	S/. 1800.00
COSTO TOTAL					S/. 93, 657.00

Fuente: Autoría propia.

Tabla 12. Presupuesto de la Red Secundaria en el caserío el Naranjo.

PROYECTO : SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DEL CASERIO EL NARANJO		DISTRITO : MIRACOSTA				
LOCALIDAD : EL NARANJO		PROVINCIA : CHOTA				
SECCIÓN : REDES SECUNDARIAS EN 220 V		DEPARTAMENTO : CAJAMARCA				
FEEHA : julio-19						
Ítem	Descripción de Partidas	METRADO		COSTOS S/.		
		UND.	CANT.	UNIT.	PARCIAL	TOTAL
1	POSTES					
1.01	POSTES DE C.A.C. 8m / 200Kg	u	07,00	350,00	2450,00	
1.02	POSTES DE C.A.C. 8m / 300Kg	u	12,00	380,00	4560,00	
						7010,00
2	CABLES AUTOPORTANTES DE COBRE					
2.01	CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2X25+NA25 mm-	m	940,00	6,50	6110,00	
2.02	CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2X16+NA25 mm-	m	70,00	5,00	350,00	
						6460,00
3	ACCESORIOS DE CABLES AUTOPORTANTES					
3.01	GRAPA DE SUSPENSION ANGULAR DE ALEACION DE ALUMINIO	u	20,00	8,50	170,00	
3.02	GRAPA CONICA DE ANCLAJE	u	18,00	8,80	158,40	
3.03	CONECTOR DE PERFORACION, SECCION DE 6-35 mm2 /10-35 mm2	u	15,00	5,50	82,50	
3.04	CORREA PLASTICA DE AMARRE, COLOR NEGRO	u	100,00	0,10	10,00	
3.05	CAPUCHONES TERMOCONTRAIBLES	u	40,00	1,50	60,00	
3.06	CINTA AUTOFUNDENTE DE 19mmx9.20m, 0.76mm DE ESPESOR	Rllo	3,00	23,00	69,00	
						549,00
4	CABLES Y CONDUCTORES DE COBRE					
4.01	CONDUCTOR DE COBRE CONCENTRICO, 2 x 4, mm²	m	350,00	4,80	1680,00	
4.02	CONDUCTOR DE COBRE FORRADO; AISLAMIENTO XLPE; NLT 2x2,5 mm²	m	50,00	3,20	160,00	
						1840,00
5	LUMINARIA, LAMPARA Y ACCESORIOS					
5.01	PASTORAL DE TUBO A°G° PS/1.5m/1.11m/1.5" ø /15°	u	10,00	25,50	255,00	
5.02	ABRAZADERAS DE A°G° 2" x 140mm ø (POSTE) 1 1/2"ø (PASTORAL), 3/16" ESPESOR (SIMPLE)	u	20,00	10,50	210,00	
5.03	LUMINARIA COMPLETA CON EQUIPO PARA LAMPARA DE 70 W.	u	7,00	175,00	1 225,00	
5.04	LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE 70 W.	u	7,00	22,00	154,00	
5.05	CONECTOR DE PERFORACION, SECCION DE 10-35 mm² /2.5-10 mm²	u	15,00	6,20	93,00	
						1937,00
6	RETENIDAS Y ANCLAJES					
6.01	CABLE DE ACERO GRADO SIEMENS .M. DE 3/8" ø (10 mm) DE 7 HILOS	m	96,00	3,20	307,20	
6.02	PERNO ANGULAR CON OJAL - GUARDACABO DE 203 mm X 16 mm ø	u	12,00	7,20	86,40	
6.03	VARILLA DE ANCLAJE DE 13mm. ø x2.40 m. PROV.OJAL- GUARDACABO T/CONTRATUERCA	u	12,00	25,00	300,00	
6.04	ARANDELA DE ANCLAJE DE ACERO 102 x 102 x 5 mm. AGUJERO DE 18 mm ø	u	12,00	2,80	33,60	
6.05	AMARRE PREFORMADO A°G° PARA CABLE DE 3/8" ø	u	48,00	8,50	408,00	
6.06	ARANDELA CUADRADA CURVA DE 57 x 57 x 5 mm.	u	24,00	1,10	26,40	
6.07	AISLADOR DE PORCELANA DE TRACCION, CLASE ANSI 54-1	u	12,00	9,30	111,60	
6.08	BLOQUE DE CONCRETO ARMADO DE 0,40 x 0,40 x 0,20 mm.	u	12,00	22,50	270,00	
6.09	CANALETA PROTECTORA F°G° 1.6mm(1/16")x2.40M	u	12,00	12,00	144,00	
						1687,20
7	ACCESORIOS DE FERRETERIA PARA ESTRUCTURAS					
7.01	PERNO GANCHO DE A°G° 16 mm ø x203 mm PROV. ARANDELA FIJA TUERCA/CONTRATUERCA	u	24,00	7,50	180,00	
7.03	GANCHO OJAL ROSCADO DE A°G° 16mm(5/8") ø	u	6,00	5,50	33,00	
7.04	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 19 mm ø x 30 m	Rllo	0,00	110,00	0,00	
7.05	HEBILLA DE ACERO INOXIDABLE PARA FLEJE DE 19 mm ø	u	0,00	1,50	0,00	
7.06	CAJA DE DERIVACION /ACOMETIDA DE POLICARBONATO, SISTEMA 380-220 V. (09 SALIDAS	Cjt	0,00	185,00	0,00	
7.07	PORTALINEA UNIPOLAR A°G° PROVISTO DE PIN DE 10 mm ø	u	16,00	3,10	49,60	
						262,60
8	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
8.01	CONECTOR DE PERFORACION, SECCION DE 2.5-35 mm² /10-35 mm²	u	42,00	6,20	260,00	
8.02	TUBO DE A°G° DE 19 mm ø x 1.8 m	u	22,00	30,00	660,00	
8.04	TEMPLADOR DE A°G°	u	42	2,1	88,20	
8.05	ARMELLA TIRAFONDO DE 10 mm. ø x 64 mm DE LONGITUD.	u	20	1,32	26,40	
8.06	TARUGO DE CEDRO DE 13 mm x 50 mm.	u	20	0,5	10,00	
8.07	MEDIDOR DE ENERGIA DE 02 HILOS ELECTRONICO	u	20	55,00	1100,00	
8.08	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE 2x25A	u	20	15,00	300,00	
8.09	ALAMBRE GALVANIZADO N° 12 AWG	m	0	5,00	0,00	
8.1	CAJA METALICA PORTAMEDIDOR	u	20	30,00	600,00	
						3044,60
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES					22790,40	

Fuente: Autoría propia.

Tabla 13. Presupuesto de la Red Secundaria en el caserío el Naranjo.

PROYECTO : SISTEMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DEL CASERIO EL NARANJO		DISTRITO : MIRACOSTA				
LOCALIDAD : EL NARANJO		PROVINCIA : CHOTA				
SECCIÓN : REDES SECUNDARIAS EN 220 V		DEPARTAMENTO : CAJAMARCA				
FEEHA : julio-19						
Item	Descripción de Partidas	METRADO		COSTOS S/.		
		UND.	CANT.	UNIT.	PARCIAL	TOTAL
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO					
1	OBRAS PRELIMINARES					
1.01	REPLANTEO TOPOGRAFICO, UBICACION DE ESTRUCTURAS DE LAS REDES SECUNDARIAS	Km	1.01	450.3	454.80	
						454.80
2	INSTALACION DE POSTES DE CONCRETO					
2.01	TRANSPORTE DE POSTES DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	u	22	45.75	1 006.50	
2.02	EXCAVACION EN TERRENO NORMAL	m³	9.7	25.6	248.37	
2.03	IZADO DE POSTE DE CONCRETO DE 8 m/200 Kg	u	12	140.2	1 682.40	
2.04	IZADO DE POSTE DE CONCRETO DE 8 m/300 Kg	u	10	175.82	1 758.20	
2.05	CIMENTACION DE POSTE CON CONCRETO CICLOPEO	m³	10.78	32.78	353.37	
						5048.84
3	INSTALACION DE RETENIDAS					
3.01	EXCAVACION EN TERRENO NORMAL	m³	18.36	28.85	529.69	
3.02	INSTALACION DE RETENIDA INCLINADA	u	12	42.39	508.68	
3.03	INSTALACION DE RETENIDA VERTICAL	u	0	42.39	0	
3.04	RELLENO Y COMPACTACION PARA EL BLOQUE DE ANCLAJE	m³	18.36	39.32	721.92	
						1760.28
4	MONTAJE DE ARMADOS					
4.01	ARMADO TIPO E1	Cjto	13	18.64	242.32	
4.02	ARMADO TIPO E3	Cjto	4	22.35	89.4	
4.03	ARMADO TIPO E4	Cjto	3	26.12	78.36	
4.04	ARMADO TIPO E5	Cjto	2	28.36	56.72	
						466.8
5	MONTAJE DE CONDUCTORES AUTOPORTANTES					
	COMPRENDE TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA DE:					
5.01	CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2X25+NA25 mm-	Km	0.936	968.33	906.36	
5.02	CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2X16+NA25 mm-	Km	0.074	861.19	63.73	
5.03	INSTALACION DE CAPUCHONES TERMOCONTRAIBLES	u	30	12.45	373.5	
						1343.58
6	PASTORALES, LUMINARIAS Y LAMPARAS					
6.01	INSTALACION DE PASTORAL DE FoGo (M.T.)	u	1	20.02	20.02	
6.02	INSTALACION DE PASTORAL DE FoGo (B.T.)	u	6	16.35	98.1	
6.03	INSTALACION DE LUMINARIA Y LAMPARA	Cjto	7	32.1	224.7	
						342.82
7	CONEXIONES DOMICILIARIAS					
7.01	INSTALACION DE ACOMETIDA DOMICILIARIA SIMPLE DE CAJA DE DERIVACION	u	20	42.65	853	
7.02	INSTALACION DE ACOMETIDA DOMICILIARIA CON CRUCE DE CALLE DE CAJA DE DERIVACI	u	0	50.6	0	
7.03	INSTALACION DE CAJA DE DERIVACION Y ACOMETIDAS 6 SALIDAS	u	0	55.82	0	
7.04	CAJA PORTAMEDIDOR	u	20	31.96	639.2	
7.05	MEDIDOR DE ENERGIA MONOFASICO	u	20	31.21	624.2	
						2116.40
8	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO					
8.01	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS REDES Y ACOMETIDAS DOMICILIARIAS	Cjto	1.00	776.08	776.08	
						776.08
TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					12305.61	
III	TRANSPORTE DE LOS SUMINISTROS DE MATERIALES	(5%)				1 244.45
IV	TOTAL COSTO DIRECTO					29710,14
V	GASTOS GENERALES	(10%)				
VI	UTILIDADES	(10%)				
	COSTO TOTAL SIN IMPUESTOS					29710,14
	I.G.V.	(18%)				6 919.74
COSTO TOTAL (S/.)					43260,20	

Fuente: Autoría propia.

3.4.1. Presupuesto general vinculado en el desarrollo del proyecto.

De este modo, la distribución económica se representa en la siguiente tabla.

Tabla 14. *Presupuesto total de inversión.*

Presupuesto Total		
Ítem	Descripción	P. Total (S/.)
1	Central De Energía Solar	93 657.00
2	Red Secundaria	43 260.20
Costo Total		136,917.00

Fuente: Autoría propia.

3.4.2. Hallar del costo en Kwh que se ha generado.

Para determinar el costo de Kwh generado se calcula mediante siguiente ecuación.

$$LCOE = \frac{\sum \frac{i + M_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E}{(1+r)^t}}$$

Dónde:

t = 20 años (tiempo de vida estimada de la instalación).

i = S/. 93657.00 (inversión inicial).

Mt = S/. 10000.00 (Costos de operación y mantenimiento).

E = 200245.96 kWh (Energía generada durante la vida del sistema)

r = 0.12 (tasa de descuento).

$$LCOE = \frac{\sum \frac{93657+10000}{(1,12)^{20}}}{\sum \frac{200245,96}{(1,12)^{20}}}$$

$$LCOE = \frac{10745,78587}{20758,85089}$$

$$\therefore LCOE = 0,517648396$$

3.4.3. Evaluación Económica a inversión privada.

Para evaluar la inversión económica privada realizamos un análisis económico a precios de mercado sin ningún subsidio del estado.

a. Ingresos por año:

Tabla 15. *Flujo de ingreso a precios del mercado.*

AÑO	NAD	CONSUMO TOTAL REQUERIDO (kWh-año)	COSTO UNITARIO (kWh/soles)	FLUJO ANUAL DE INGRESOS (S/.)
2020	20	7934.96	0,52	5134.40
2021	21	8120.78	0,52	5254.64
2022	21	8311.27	0,52	5377.89
2023	21	8506.51	0,52	5504.23
2024	21	8706.60	0,52	5633.70
2025	22	8911.94	0,52	5766.56
2026	22	9122.35	0,52	5902.71
2027	22	9338.23	0,52	6042.40
2028	22	9559.42	0,52	6185.52
2029	23	9786.30	0,52	6332.33
2030	23	10019.03	0,52	6482.92
2031	23	10365.25	0,52	6706.94
2032	24	10502.51	0,52	6795.76
2033	24	10753.51	0,52	6958.17
2034	24	11010.88	0,52	7124.71
2035	24	11274.75	0,52	7295.45
2036	25	11545.23	0,52	7470.46
2037	25	11822.88	0,52	7650.12
2038	25	12107.44	0,52	7834.25
2039	26	12546.12	0,52	8118.10

Fuente: Autoría propia.

Sin embargo, evaluando dichos datos, para la venta de energía se debe considerar 25% más del costo generado por Kwh.

b. Egresos por Año.

Los egresos por año se evidencian a través de la tabla siguiente.

Tabla 16. *Gastos en la operación.*

OPERACIÓN	PERIODO	COSTO	COSTO ANUAL
Mantenimiento	Cada 6 mese	s/. 300.00	s/. 600.00

Fuente: Autoría propia.

c. Cálculo de la TIR y VAN.

En consecuencia, la operación realizada para determinar la tasa interna de retorno y el valor actual neto se aprecian en la siguiente tabla.

Tabla 17. *Evaluación económica a precios de mercado.*

AÑO	INVERSIÓN	COSTO DE OPERACIÓN	INGRESOS	FLUJO NETO
0	136,917.00			-136,917.00
1		600.00	5134.40	4534.4
2		600.00	5254.64	4654.64
3		600.00	5377.89	4777.89
4		600.00	5504.23	4904.23
5		600.00	5633.70	5033.7
6		600.00	5766.56	5166.56
7		600.00	5902.71	5302.71
8		600.00	6042.40	5442.4
9		600.00	6185.52	5585.52
10		51197.00	6332.33	- 44864.67
11		600.00	6482.92	5882.92
12		600.00	6706.94	6106.94
13		600.00	6795.76	6195.76
14		600.00	6958.17	6358.17
15		600.00	7124.71	6524.71
16		600.00	7295.45	6695.45
17		600.00	7470.46	6870.46
18		600.00	7650.12	7050.12
19		600.00	7834.25	7234.25
20		600.00	8118.10	7518.10

Fuente: Autoría propia.

Tasa de descuento: 12.00 %

VAN : S/. -97,338.82
TIR : - 2 %
B/C : 0.28

Es así como, al evaluar la presente tabla se aprecia que, de los resultados obtenidos, el VANS y el TIRS resulto más bajo que el 12% indicando de esta manera que el proyecto económicamente no sería rentable durante los 20 años de operación, reconociendo de esta manera la no viabilidad del proyecto (SOBERON, 2016).

3.4.4. Valoración Económica a precios benéficos por año:

Por consiguiente, para ejecutar el proyecto y vincular la evaluación económica a precios sociales es importante resaltar la participación del (MEF), a través del código SNIP.

a.- Ingresos a precios sociales por año.

A través de la presente tabla se procede a realizar los cálculos correspondientes.

Tabla 18. *Flujo de ingresos a precios sociales.*

AÑO	CONSUMO TOTAL REQUERIDO KWH – AÑO	FLUJO ANUAL DE INGRESOS S/.	BENEFICIOS POR ILUMINACIÓN EN SIERRA S/.	BENEFICIOS POR RADIO Y TV EN SIERRA S/.	BENEFICIOS SOCIALES S/.
1	7934.96	5134.40	17266.063	6592.572	24354.149
2	8120.78	5254.64	17481.889	6674.979	24705.667
3	8311.27	5377.89	17700.412	6758.416	25062.844
4	8506.51	5504.23	17921.668	6842.896	25425.787
5	8706.60	5633.70	18145.688	6928.433	25794.570
6	8911.94	5766.56	18372.510	7015.038	26169.450
7	9122.35	5902.71	18602.166	7102.726	26550.386
8	9338.23	6042.40	18834.693	7191.510	26937.627
9	9559.42	6185.52	19070.127	7281.404	27331.123
10	9786.30	6332.33	19308.503	7372.422	27731.134
11	10019.03	6482.92	19549.859	7464.577	28137.779
12	10365.25	6706.94	19794.233	7557.884	28609.608
13	10502.51	6795.76	20041.661	7652.358	28971.414
14	10753.51	6958.17	20292.181	7748.012	29398.625
15	11010.88	7124.71	20545.834	7844.862	29832.941
16	11274.75	7295.45	20802.657	7942.923	30274.465
17	11545.23	7470.46	21062.690	8042.210	30723.302
18	11822.88	7650.12	21325.973	8142.737	31179.818
19	12107.44	7834.25	21592.548	8244.521	31643.908
20	12546.12	8118.10	21862.455	8347.578	32195.632

Fuente: Autoría propia.

b.- Egresos por Año.

La especificación de los egresos anuales se especifica en la presente tabla.

Tabla 19. *Costos de operación.*

Trabajo	Periodo	Gasto (s/.)	Gasto Anual (s/.)
Mantenimiento	Cada 6 mese	300.00	600.00

Fuente: Autoría propia.

Del mismo modo como se realizó la evaluación económica anterior se está considerando que en el año 10 se reponga los equipos del sistema fotovoltaico tales como: la batería, regulador e inversor.

c.- Cálculo del VANS y TIRS:

En la presente tabla apreciamos con claridad el cálculo del valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Tabla 20. *Evaluación económica a precios de mercado.*

AÑO	INVERSIÓN	COSTO DE OPERACIÓN	BENEFICIOS	FLUJO NETO
0	93657.00			- 93657.00
1		504.00	24354.149	23850.149
2		504.00	24705.667	24201.667
3		504.00	25062.844	24558.844
4		504.00	25425.787	24921.787
5		504.00	25794.570	25290.57
6		504.00	26169.450	25665.45
7		504.00	26550.386	26046.386
8		504.00	26937.627	26433.627
9		504.00	27331.123	26827.123
10		43005.48	27731.134	-15274.346
11		504.00	28137.779	27633.779
12		504.00	28609.608	28105.608
13		504.00	28971.414	28467.414
14		504.00	29398.625	28894.625
15		504.00	29832.941	29328.941
16		504.00	30274.465	29770.465
17		504.00	30723.302	30219.302
18		504.00	31179.818	30675.818
19		504.00	31643.908	31139.908
20		504.00	32195.632	31691.632

Fuente: Autoría propia.

VANS : S/.147,311.54

TIRS : 25 %

B/C : 1.79

Tasa de descuento: 12.00 %

En virtud de los resultados, la presente tabla para realizar la evaluación económica, tiene que considerar la tasa benéfica de descuento, que significa el costo de oportunidad en que incurre el país cuando hace uso de recursos para financiar sus proyectos. En nuestro caso resulta que el VANS es positivo y el TIRS es mayor a 8% que es el valor de la Tasa social de descuento ver figura 31 del anexo 3.11, en consecuencia, podemos afirmar que nuestro proyecto sería viable (BARDALES, 2016).

IV. DISCUSIÓN.

La investigación se llevó acabo en el caserío el Naranjo perteneciente al distrito de Miracosta, provincia Chota, región Cajamarca. Con el propósito de mejorar una de las necesidades relevantes, como es la obtención de energía que ayudara a corregir las condiciones de vida de los pobladores, Así mismo con la implementación, se está contribuyendo al desarrollo y el avance del caserío.

En tal sentido debemos considerar que no es posible abastecer de energía eléctrica mediante la conexión al sistema convencional eléctrico debido a encontrarse en un lugar aislado; Por lo cual requerimos de un proyecto de instalación eléctrica a través de la generación de un sistema fotovoltaico.

Mientras tanto primero se realizó el cálculo de los consumos diarios de la población del caserío Naranjo, teniendo una población de 83 ciudadanos y 24 abonados domésticos para la cual se aplicó una encuesta, siendo el consumo diario proyectado de 34.37 kWh/día.

Sin embargo, Coincidimos como menciona Tercero (2015) en su tesis, donde indica que a través de la encuesta aplicada a familias de la comunidad de la Fortuna se determinó, el consumo real y proyectado de cada casa, además la problemática económica que existe en dicha comunidad.

En nuestro proyecto se determinó que los valores del consumo de electricidad y la máxima demanda en el primer año será 7934.96 kWh y 4.51 kW. Que por lo consiguiente en el año 20 el consumo será de 12546.12 kWh y 7.16 kW, para la elaboración del proyecto de electrificación rural se utilizó una guía de acuerdo al ministerio de energía y finanzas coincidiendo con lo desarrollado en la tesis de Bardales (2016).

A su vez es importante mencionar que coincidimos con la tesis de Valdera (2016) para el desarrollo del cálculo de la máxima demanda utilizando un factor de carga igual a 0.20 siendo el promedio ideal para la generación de electricidad mediante paneles solares.

De este modo el nivel de radiación solar a considerar para el sistema fotovoltaico proyectado es idóneo, en tal sentido se determinó según las mediciones realizada por el instrumento de medición llamada solarímetro, teniendo en cuenta los antecedentes de la energía solar incidente diaria en la región Cajamarca.

En efecto el diseño del proyecto se realizó teniendo en cuenta la demanda máxima proyectada y la radiación más desfavorable del caserío, en ese mismo contexto se determinó

que la central solar se conformara por 32 paneles de 250 Wp, 40 baterías de 559 Ah/6v, 2 controladores de carga MPPT 250/85A y 1 conversor MUST de la serie PV 3500/10000W-220V.

Aunado a esto cabe mencionar que en la tesis de Bardales (2016), No especifica el voltaje de las baterías que va utilizar en el cálculo por lo que habría una variación en las cantidades del diseño y el presupuesto.

También es importante mencionar que la tesis realizada por Soberón (2016), no especifica el cálculo del regulador siendo parte fundamental en el sistema fotovoltaico.

A su vez respecto a la evaluación económica del Proyecto, se ha tenido por conveniente considerar una central solar con un costo total de S/. **136,917.00**, en tal sentido sea considerado un horizonte de evaluación de 20 años, en el cuál mediante precios reales para un proyecto privado obteniéndose un determinando VAN de **S/. - 97,338.82** y un TIR de **- 2 %** con lo que el proyecto no sería factible coincidente con la tesis de Soberón (2016).

Bardales (2016) en su tesis manifiesta que luego de llevar acabo el estudio económico sus indicadores VAN y TIR determinaron valores negativos, concluyendo que no es factible económicamente, sin embargo, menciona que mediante estímulos monetarios de instituciones y gobierno el proyecto podría ser factible.

En el segundo caso de nuestro análisis económico se consideró el rol subsidiario del estado, para la cual según el MEF indica que los proyectos de inversión deben considerar una tasa de descuento del 8%, luego se procedió a realizar los cálculos teniendo en cuenta los beneficios sociales que genera la electrificación en la localidad obteniéndose un VANS **S/.147, 311.54** y un TIRS de **25%**, por lo que podemos concluir que el proyecto sería factible.

Por lo tanto, los resultados del estudio económico realizado nos indican que el proyecto sin subsidio del estado no sería rentable en el horizonte de tiempo analizado, debido al nivel de ingreso per cápita que tienen los habitantes de la comunidad, por lo que el proyecto debe considerarse en un enfoque a precios sociales, por lo cual se lograría corregir su situación de vida de los abonados domésticos en todos los aspectos y de igual manera con la utilización de energías limpias renovables.

V. CONCLUSIONES.

En tal sentido de acuerdo al estudio realizado en la población del caserío el Naranjo, distrito Miracosta, provincia chota y región Cajamarca, la utilización diaria de energía eléctrica será de 34.37 kWh/día. Al mismo tiempo se ha obtenido un valor referente al gasto de electricidad y demanda máxima en el primer año de 4.51 kW y 7934.96 kWh. En ese mismo contexto, aplicando los cálculos correspondientes respecto a consumo y demanda en el año 20 se lograría 7,16 kW y 12546,12 kWh.

Por otra parte, en nuestra investigación se ha determinado también la radiación solar atreves de medidas efectuadas, utilizando el instrumento digital solarimetro y dichas mediciones se han procesadas mediante la metodología weibull, cuyo valor hallado es de 6,03 kWh/día, por la cual dicho valor se ha utilizado en el dimensionamiento electromecánico del presente proyecto.

Igualmente se realizó el dimensionamiento y cálculo de nuestro proyecto de acuerdo a los resultados obtenidos en la máxima demanda actual y proyectada del caserío, teniendo en cuenta las normas y criterios de entidades públicas, determinando que la plata solar fotovoltaica lo conforma 32 paneles de 250 Wp, 40 baterías de 559 Ah/6v, dos controladores de carga MPPT 250/85A y un convertidor MUST de la serie PV 3500/10000W-220V, generando una potencia instalada del sistema fotovoltaico de 8,0 kWp.

En ese mismo contexto al realizar el análisis económico del proyecto, se determinó que la inversión del sistema fotovoltaico tendría un costo de S/. **136,917.00**, considerando un periodo de evaluación de 20 años, determinando en primer lugar a nivel de proyecto privado según los indicadores se obtuvo un VAN S/. - **97, 338.82** y un TIR de **- 2 %**, indicando que el proyecto no podría ser viable. A su vez en el segundo escenario se está considerando los roles subsidiarios que el estado permite, considerando una tasa social de 8%, obteniéndose así un VANS S/. **147, 311.54** y un TIRS de **25%**, de este modo demuestra ser factible puesto que tiene una alta rentabilidad social, permitiendo el desarrollo y la modernidad en la educación y salud, consecuentemente dicha acción resulto muy halagador ante todos los ciudadanos del caserío el naranjo.

VI. RECOMENDACIONES

El presente proyecto ha realizado sus objetivos correctamente en tal sentido el autor espera que, si existieran estudiantes o lectores interesados en el tema, viertan sus sugerencias, observaciones y planteamientos de mejoras respecto al sistema diseñado. En ese mismo contexto, toda acción nos permitirá evaluar un procedimiento real y consecuentemente estudiar algunos parámetros no considerados y de esta manera hagan que el sistema sea más perenne y seguro.

Por otro lado, cuando se pretenda efectuar cálculos de potencia instalada, deberíamos considerar las necesidades de los usuarios y ciudadanos en su conjunto. Por ello también debemos instruir como cumplir con la normatividad vigente que exige los estamentos para la electrificación en la zona rural. En ese mismo contexto requiere tener ciertas consideraciones respecto al índice de crecimiento poblacional, dato que puede ser proporcionado por instituciones del estado, para realizar una proyección de la población en el periodo que estipule la duración del proyecto.

Cuando se requiera obtener la información de radiación solar es muy provechoso emplear un instrumento de medición llamado solarímetro por un determinado tiempo de 12 meses del año, con la finalidad de obtener información exacta, fidedigna y de esta manera determinar con que radiación se diseña el proyecto. En tal sentido debemos considerar también que senamhi no actualiza antecedentes de suministro en su base de datos, puesto que dicha información está desactualizada debido a los cambios inesperados del clima que se viene percibiendo en nuestro contexto terrenal.

Cuando realizamos el dimensionamiento del proyecto se seguirá considerar, la asertiva selección de los equipos y elementos electromecánicos teniendo en cuenta la marca y los avances tecnológicos de las mismas que propongan cada uno de los proveedores consultados.

Concerniente a la evaluación económica del proyecto de electrificación se necesita del apoyo de las instituciones gubernamentales y ONGs. De este modo se entiende que, con la viabilidad del presente proyecto se lograra mejorar la situación de vida de los ciudadanos, Así mismo contribuyen a disminuir la contaminación del medio ambiente.

REFERENCIAS

- Abernethy, Robert B. 2016.** Fundamentos del Analisis de Weibull. USA : FL, USA, 2016. Vol. 1.
- CELEMIN CUELLAR, Mario Alejandro. 2016.** Estudio para la Implementacion de un Sistema Fotovoltaico como alternativa rural sostenible de la vereda San Roque en el Municipio de ORTEGA-TOLIMA. Manizales - Colombia : Universidad de Manizales, 2016.
- PERPIÑÁN LAMIGUIRO, Óscar. 2012.** Diseños de sistemas Fotovoltaicos. España : Artes Graficas,S.L, 2012. 978-84-95693-72-3.
- AGUILAR, Nixon Antony. 2018.** “Dimensionamiento de un Sistema de Generación Fotovoltaica para Electrificar el Caserío Cunish grande ubicado en San Luis - San Pablo – Cajamarca”. Lambayeque : Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2018.
- BERNAL TORRES, César Augusto. 2010.** Metodología de la investigación. Colombia : PEARSON EDUCACIÓN, 2010. ISBN: 978-958-699-128-5.
- BRIONES CACHI, Wilson Alexander. 2017.** “Propuesta Técnica Económica de un Sistema Fotovoltaico para Generación de Energía Eléctrica, del Caserío de Tumbadén Grande - San Pablo – 2017”. Lambayeque - Pimentel : Universidad Cesar Vallejo, 2017.
- CASA VILASECA, Miguel y BARRIOS LOPEZ, Mónica . 2012.** Instalaciones solares foto voltaicas. España : Marcombo, 2012.
- CIEZA CORONADO, Julio Coronado. 2017.** Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para las instalaciones eléctricas de alumbrado en el hostelancelot ubicado en chichlayo - chichlayo - lambayeque. Lambayeque - Peru : Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2017.
- CUENTA LUQUE, Lenin Wilfredo. 2017.** “Diseño y simulación de un sistema energético fotovoltaico con control de seguimiento del punto de máxima potencia para proveer energía eléctrica eficiente en la región de Puno.”. Puno : Universidad Nacional del Altiplano, 2017.
- CHAPOÑAN CUZO, Alex Joel. 2018.** Dimensionamiento de Un Sistema de generación Fotovoltaico aislado para suministrar energía eléctrica a la localidad de Cruz de Pañala-Morrope-Lambayeque. Lambayeque - Peru : Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2018.
- DELGADO. 2010.** estudio de factibilidad tecnica - para la generacion de energia mediante una central solar o central electrica eolica para el caserio laguna larga en el distrito olmos, provincia de lambayeque. lambayeque : Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2010.
- DIAZ CORCOBADO, Tomas y CARMONA RUBIO, Guadalupe. 2010.** Instalaciones solares fotovoltaicas. España : S.A.MCGRAW - hill/interamericana España, 2010. pág. 216. 9788448171698.
- DOMINGUEZ MORALES, Juan Luis, ROJAS REYES, Andres y SIERRA VELASQUEZ, David. 2015.** Cálculo y Selección de un sistema Fotovoltaico en una casa habitación con local comercial. Mexico.D.F : Instituto Politécnico Nacional, 2015.
- FLORES MENDO, Edwinds Alex y ABAD MARIÑOS, Paúl Simón. 2016.** Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo para reducir el consumo de combustible en la plataforma de descarga de la pesquera Exalmar - Chimbote Perú. Chimbote : Universidad Ncional del Santa, 2016.

GARCÍA DOMENIQUE, Jairo Roberto. 2017. Diseño de un Sistema de Iluminación led con celdas solares autónomas para áreas externas De La U.C.S.M. Arequipa - Peru : Universidad Catolica Santa Maria, 2017.

GOMEZ RAMIREZ, Jonnatan y CABEZA ROJAS, Ivan. 2017. La Energia Solar Fotovoltaica en Colombia:Potenciales,Antecedentes y Perspectivas. Bogota - Colombia : Trinasolar, 2017. ISBN.

HERNANDEZ SAMPIERI, Roberto, FERNANDEZ COLLADO, Carlos y BAPTISTA LUCIO, Pilar. 2014. Metodologia de la investigacion. Mexico : Mac Graw Hill, 2014. 978-1-4562-2396-0.

JORDAN, joaquin. 2011. Estudio de la utilización de energía eólica para la generación de electricidad en un asentamiento humano de san juan de marcona. lima : pontificia universidad catolica del peru, 2011.

LECHON GONZA, Luis Freddy y BASANTES TORRES, Eduardo Alejandro. 2012. Análisis técnico económico para la implementación de una central solar fotovoltaica en la parroquia de San Antonio de Pichincha. Quito Ecuador : Escuela Politécnica Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2012.

LEONARDO BARDALES, Jose Espino. 2016. Estudio de factibilidad para suministrar energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico en el centro poblado de shungun región amazonas, 2016". Chiclayo : Universidad Cesar vallejo., 2016.

LULO NIÑO, Jesus Manuel. 2017. "Implementación del Sistema de Energía Solar Fotovoltaico y Facturación por consumo de Energía en la Municipalidad Distrital de Morocha, Yauli Junín". Huancayo : Universidad Continental, 2017.

MACANCELA ZHUMI, Luis Gerardo. 2012. Diagnóstico de la implementación de los sistemas fotovoltaicos correspondientes a la primera etapa del proyecto YANTSA ETSARI. Cuenca Ecuador : Universidad de Cuenca Facultad de Ingeniería Eléctrica, 2012.

MASCAROS MATEO, Vicente. 2016. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. España : Ediciones Paraninfo, 2016. 978-84-283-3816-5.

MIRANDA ESCOBAR, Millaray Alejandra. 2016. Diseño de Sistema de Generacion Fotovoltaica para Viviendas Conectadas a la Red de Distribucion, en el contexto de la ley N° 20.571. Santiago de Chile : Universidad de Chile, 2016.

PAREJA APARICIO, Miguel. 2010. Energia Solar Fotovoltaica - Calculo de una Instalacion Aislada. España : Marcombo, 2010. 1136-2790.

VALDIVIEZO SALAS, Paulo Daniel. 2015. Diseño de un Sistema Fotovoltaico para el Suministro de Energia Electrica a 15 Computadoras Portatiles en la PUCP. Lima : Pontificia Universidad Catolica del Peru, 2015.

VENEGAS HARRIZZON,Y. 2009. analisis de factibilidad de un sistema hibrido. Lambayeque : Universidad Cesar Vallejo, 2009.

VILLANUEVA, JUAN. 2015. Plan Regional con Energia Eolica para la Region de Andalucia. España : Ministerio de Energia y Minas, 2015.

ANEXOS.

ANEXO 1.1: Metodología de cálculo.

Consumo de Energía teórico (E)

El consumo de energía (Wh/día), es el cálculo que se obtiene del producto de la potencia de los equipos instalados por las horas de utilización (h/día).se determina con la siguiente ecuación.

$$Cd = P * n * t \dots\dots\dots \text{Ecuación (1)}$$

Dónde:

P = potencia nominal de cada equipo.

n = número de equipos instalados.

t = hora de utilización.

Máxima Demanda (MD).

Es el consumo máximo que se percibe en una vivienda durante un período determinado de tiempo y la determinamos a través de la siguiente ecuación.

$$MD = N^{\circ} \text{ de viviendas} * P * F_s \dots\dots\dots \text{Ecuación (2)}$$

MD = Máxima demanda (Watts).

P = Potencia de cada vivienda (Watts).

F_s = Factor de simultaneidad (Dependiendo del funcionamiento simultáneo que tenga los equipos, se considera a criterio de proyectista).

Rendimiento global de la instalación.

Antes de empezar a calcular los componentes de la instalación, es importante saber que la generación de esta se ve afectada por el rendimiento de todo el conjunto de elementos que forman parte de ella. Se tiene que hacer el dimensionamiento teniendo en cuenta las pérdidas que se van a tener. Si se dimensiona para abastecer justo la demanda de energía estimada, sin contar las pérdidas, la realidad será que la energía aprovechable es menor de la calculada y no podremos abastecer los consumos.

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) (1 - k_a * \frac{N}{Pd}) \dots\dots\dots \text{Ecuación (3)}$$

Dónde:

K_b = Factor de pérdidas en las Baterías.

K_i = Factor de pérdidas en el Inversor (colocar las pérdidas que aparecen en el catálogo).

K_r = Factor de pérdidas en Reguladores.

K_v = Factor de pérdidas diversas.

K_a = Factor de pérdidas por auto descarga de baterías (estacionarias de energía solar).

N = Número de días de autonomía de baterías.

PD = Profundidad máxima de descarga de baterías.

Los factores de pérdidas de cada uno de los componentes eléctricos tales como (k_b , k_r) son el valor inverso de su rendimiento. También es considerado como un coeficiente de pérdidas a (k_v) para otras pérdidas, como puede ser por ejemplo las producidas en los conductores o cables por el efecto Joule, que es la pérdida de energía en forma de calor. Por último, algunos de los parámetros característicos de las baterías, como su autonomía, profundidad de descarga y autodescarga también deben ser considerados.

Los valores típicos que consideramos para todos estos coeficientes son los que aparecen en la siguiente descripción.

K_b	: Pérdidas en el proceso de acumulación
0,05	: Acumuladores nuevos, sin descargas intensas
0,1	: Acumuladores viejos, descargas intensas
K_r	: Pérdidas en el controlador de carga
0,1	: Controlador de carga eficiente
0,15	: Controlador de carga antiguo, poco eficiente
K_a	: Autodescarga de la batería
0,002	: Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento
0,005	: Baterías estacionarias de energía solar
0,012	: Baterías de alta autodescarga
K_i	: Pérdidas por el rendimiento del inversor
0	: No hay inversor en la instalación
0,05	: Rendimiento inversor 95%
0,1	: Rendimiento inversor 90%
0,15	: Rendimiento inversor 85%
0,2	: Rendimiento inversor < 85%
K_v	: Otras pérdidas no consideradas
0,1	: Si no se han tenido en cuenta pérdidas en cableado y equipos
0,05	: Si ya se ha realizado un estudio detallado de pérdidas
P_d	: Profundidad de descarga máxima admisible
0,9	: Batería descargada hasta el 90%

0,8	: Batería descargada hasta el 80%
0,7	: Batería descargada hasta el 70%
0,6	: Batería descargada hasta el 60%
0,5	: Batería descargada hasta el 50%
0,4	: Batería descargada hasta el 40%
0,3	: Batería descargada hasta el 30%
N	: Número de días de autonomía
3	: Vivienda fines de semana
5	: Vivienda habitual
15	: Instalaciones especiales con servicio prioritario
20	: Instalaciones especiales alta fiabilidad

Elaboración de proyección de consumo de energía eléctrica basada en la tasa de crecimiento anual.

Se realiza en base al registro descriptivo de los concesionarios.

La proyección de la población de la localidad se proyecta incrementando la tasa de crecimiento poblacional a la inicial, mediante la siguiente ecuación nos permitirá realizar los cálculos correspondientes.

$$P_x = P_0(1 + i)^n \dots\dots\dots \text{Ecuación (4)}$$

Dónde:

P_x = Población para el año.

P_0 = Población para el año de referencia

i = Tasa de crecimiento intercensos promedio

n = Número de años.

Cálculo de la Energía a distribuir en corriente alterna ($L_{md, AC}$)

$$L_{md, AC} = \frac{ET_{20}}{R} \dots\dots\dots \text{Ecuación (5)}$$

Dónde:

ET_{20} : Energía diaria a distribuir en el año 20

R : Rendimiento Global

Cálculo de la energía total a distribuir (L_{md})

$$L_{md} = \frac{L_{md,DC} + \frac{L_{md,AC}}{n_{inv}}}{n_{bat} * n_{con}} \dots\dots\dots \text{Ecuación (6)}$$

Dónde:

$L_{md,DC}$ = Energía real a distribuir en DC.

$L_{md,AC}$ = Energía real a distribuir en AC.

n_{inv} = Eficiencia del inversor.

n_{bat} = Eficiencia de la batería.

n_{con} = Eficiencia de la conducción.

Cálculo de la potencia del generador Fotovoltaico.

$$P = \frac{L_{md}}{HSP (1 - N_c)} \dots\dots\dots \text{Ecuación (7)}$$

P = Potencia del generador solar m^2

HSP = Hora solar pico

N_c = Factor de pérdidas en conexiones y por dispersión

Cálculo del Número de Módulos (N_{mod})

$$N_{mod} = \frac{L_{md}}{P_{MP} * HSP_{crit} * PR} \dots\dots\dots \text{Ecuación (8)}$$

Dónde:

L_{md} = Energía real a distribuir:

P_{MP} = Potencia de cada módulo:

HSP = Hora pico solar

PR = Eficiencia de cada panel

Conexión de los paneles solares

Conexión en serie:

$$N_S = \frac{V_{SIST}}{V_{PANEL}} \dots\dots\dots \text{Ecuación (9)}$$

Dónde:

V_{SIST} = Tensión nominal del sistema

V_{PANEL} = Tensión nominal del módulo

Conexión en paralelo.

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} \dots\dots\dots \text{Ecuación (10)}$$

Dónde:

N_T = Número total de paneles.

N_S = Número de módulos en serie.

Número Total de Paneles Solares.

$$N_T = N_P * N_S \dots\dots\dots \text{Ecuación (11)}$$

N_S = Número de módulos en serie.

N_T = Número de módulos en paralelo.

Determinación de la separación de los módulos fotovoltaicos.

$$d_{\text{minima}} = \frac{h}{\tan 61^\circ - \text{latitud}} \dots\dots\dots \text{Ecuación (12)}$$

Terreno a ocupar por los módulos fotovoltaicos:

$$\text{Área} = \text{longitud} \times \text{ancho} \dots\dots\dots \text{Ecuación (13)}$$

Cálculo del regulador.

Corriente de entrada al regulador.

$$I_{\text{entrada}} = 1.25 * I_{\text{mod, SC}} * N_P \dots\dots\dots \text{Ecuación (14)}$$

Dónde:

$I_{\text{mod, SC}}$ = Intensidad de cortocircuito del módulo

N_P = Número de Paneles en paralelo

1,25 = El factor de seguridad del regulador

Corriente de salida del Regulador.

$$I_{\text{salida}} = \frac{125 * (P_{DC} + \frac{P_{AC}}{n_{\text{inv}}})}{V_{BAT}} \dots\dots\dots \text{Ecuación (15)}$$

Dónde:

n_{inv} = Eficiencia del Inversor

V_{BAT} = Voltaje de la Batería

P_{DC} = Potencia instalada en DC

P_{AC} = Potencia instalada en AC

$$N_{\text{reguladores}} = \frac{I_{Re}}{I_{Max,e}} \dots\dots\dots \text{Ecuación (16)}$$

Dónde:

I_{Re} = Intensidad máxima de regulador.

$I_{Max,e}$ = Intensidad máxima de entrada del regulador.

La corriente de carga

La corriente de carga se obtiene despejando la ecuación de potencia

$$P = V \cdot I \cdot \cos\phi \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación (17)}$$

Despejando (I) tenemos.

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos\phi} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación (18)}$$

I = Corriente de carga (A)

P = Potencia (W)

V = Voltaje del sistema en alterna.

$\cos\phi$ = Factor de potencia (0,9)

Cálculo de las baterías.

Se tiene que considerar ciertas especificaciones según el detalle:

C_n = Capacidad nominal del banco de baterías: (Ah)

L_{md} = Energía media diaria

n = Periodo de autonomía

V_{BAT} = Voltaje de la batería

$PD_{max,e}$ = Profundidad de descarga máxima estacional

$PD_{max,d}$ = Profundidad de descarga máxima

Consumo de energía media en Ah/día.

$$Q_{Ah} = \frac{L_{md}}{V_{BT}} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación (19)}$$

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima (C_{nd}).

$$C_{nd} = \frac{Q_{Ah}}{PD_{max,d}} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación (20)}$$

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima (C_{ne})

$$C_{nd} = \frac{Q_{Ah} \cdot n}{PD_{max,d}} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación (21)}$$

El número de baterías necesarias para la instalación se vendrá dado por la siguiente expresión.

$$C_{BAT} = \frac{C_n}{A_h} \quad \dots\dots\dots \text{Ecuación (22)}$$

Selección del inversor

La potencia del inversor debe ser mayor a 1.2 veces de la potencia de las cargas alterna.

$$P_{inv} = 1.2 * P_{AC} \dots\dots\dots \text{Ecuación (23)}$$

Dónde:

P_{AC} = Potencia instalada en AC.

Cálculo de los conductores eléctricos.

Sección del cable conductor en mm²

$$S = 2 * \frac{L * I}{\Delta V * K} \dots\dots\dots \text{Ecuación (24)}$$

Dónde:

L = Longitud del cable conductor en ese tramo.

I = Corriente que pasa por el conductor.

ΔV = Caída de tensión en conductor.

K = Conductividad 56 m/ Ohm.mm².

Electrodo de puesta a tierra

Utilizando la formula Dwight de resistencia de contacto de una varilla tenemos:

$$R = \frac{\rho}{(2)(\pi)(L)} \left\{ \ln \left(4 \frac{L}{r} \right) - 1 \right\} \dots\dots\dots \text{Ecuación (25)}$$

Dónde:

R = Resistencia de contacto [Ω -m]

ρ = Resistividad del terreno [Ω -m]

L = Largo de la varilla [m]

r = Radio de la varilla [m]

Usando varilla de la marca TOTAL GROUND

Material: Varilla de Acero con recubrimiento de Cobre.

Altura: 3mts.

Diámetro de varilla: 5/8"

Terreno tepetate (arcilloso) su resistividad es igual a 50 Ω -

$$R = \frac{50}{(2)(\pi)(3)} \left\{ \ln \left(4 \frac{3}{0,78} \right) - 1 \right\}$$

$$R = 5,51 \Omega$$

Cálculo de redes de distribución en baja tensión

$$\text{Cálculo de caída de tensión } \Delta V = K * I * L * 10^{-3} \dots\dots\dots \text{Ecuación (26)}$$

Dónde:

K = Longitud del tramo en m

ΔV = Caída de voltaje en redes eléctricas

I = Corriente del circuito (A)

L = Longitud del tramo (m)

Para circuitos trifásicos: $K = \sqrt{3}(r_1 \cos \phi + x_1 \sin \phi)$

Para circuitos monofásicos: $K = 2(r_2 \cos \phi + x_2 \sin \phi)$

Cálculo para determinar la resistencia eléctrica del conductor

$$r_{40^\circ C} = r_{20}[1 + \alpha(t_2 - 20)] \dots\dots\dots \text{Ecuación (27)}$$

Dónde:

$r_{40^\circ C}$ = resistencia eléctrica del conductor a $40^\circ C$

$r_{20^\circ C}$ = resistencia eléctrica del conductor a $20^\circ C$

α = coeficiente de corrección de temperatura $1^\circ C : 0,0036$

t_2 = $40^\circ C$

Cálculo de reactancia Inductiva.

$$X_1 = \frac{0,1746 \log DMG}{RMG} \dots\dots\dots \text{Ecuación (28)}$$

Dónde:

DMG = Distancia media geométrica

RMG = Radio medio geométrico

Factor de Potencia (Cos ϕ).

Cargas de uso particular (1,0).

Alumbrado público (0,90).

Factor de simultaneidad.

Analogía, mencionada como un valor numérico o como un porcentaje, de la potencia sincrónica máxima de un conjunto de aparatos eléctricos o usuarios durante un instante explícito; y la adición de sus cargas especiales máximas durante el mismo instante (DGE – Terminología en Electricidad, Sección 88, pag.91).

Considerar:

Cargas de servicio particular (0,5)

Cargas de alumbrado público (1,0)

Resistencia del cableado eléctrico

Se determina mediante la siguiente ecuación.

$$r_{40^{\circ}C} = r_{20^{\circ}}[1 + \alpha(t_2 - 20)] \dots\dots\dots \text{Ecuación (29)}$$

α =coeficiente de corrección de temperatura $(0,0036)1/^{\circ}C$.

$r_{20^{\circ}C}$ =resistencia de los cables a una temperatura de $20^{\circ}C$

$r_{40^{\circ}C}$ = resistencia de los cables a una temperatura de $40^{\circ}C$

$T_2=40^{\circ}C$

Esfuerzos mecánicos en el conductor portante.

Para los conductores portantes de aleación de aluminio se considera de $52,3 \text{ N/mm}^2$, alrededor del 18% del esfuerzo de ruptura del conductor. El esfuerzo de ruptura del conductor no debe pasar de 176 N/mm^2

$$T_2^3(T_1 - \frac{d^2 * E * W c^2}{24 S^2 * T_1} - \alpha x E(t_2 - t_1))T_2^2 = \frac{d^2 * E * W r^2}{24 S^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación (30)}$$

T_i =Esfuerzo horizontal en el conductor para la condición i, en N/mm^2 .

d = Vano de cálculo, en m.

E =Módulo de elasticidad final del conductor, en N/mm^2

S =Sección del conductor en mm^2

W_i =Carga en el conductor en la condición i

t_i = Temperatura en la condición i

μ = Coeficiente de dilatación $(1/^{\circ}C)$

Las longitudes de vanos serán calculadas según la normatividad y necesidades de las aplicaciones.

Distribución de Weibull

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots \text{Ecuación (31)}$$

Donde:

K: parámetro de forma

C: Parámetro de escala

Distribución acumulativa: indica la probabilidad para que la obtención de la radiación solar promedio dado por la siguiente expresión:

$$(v) = \int_0^v f(v) = \int_0^v \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \dots\dots\dots \text{Ecuación (32)}$$

$$= 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots \text{Ecuación (33)}$$

Distribución acumulativa complementaria: indica la probabilidad para que la radiación solar supere el valor de x, y viene dado por la siguiente expresión:

$$1 - \int_0^v f(v) = 1 - \int_0^v \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} = 1 - 1 + e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots \text{Ecuación (34)}$$

Determinación de los parámetros de la función densidad de probabilidad de WEIBULL

Para determinar los parámetros debemos transformar la función de distribución acumulada en una función lineal.

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \text{ entonces: } e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} = 1 - F(v)$$

$$\frac{1}{e^{\left(\frac{v}{c}\right)^k}} = 1 - F(v) \text{ entonces: } \frac{1}{1 - F(v)} = e^{\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Aplicando logaritmo neperiano tenemos

$$\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right) = \ln\left(e^{\left(\frac{v}{c}\right)^k}\right) \dots\dots\dots \text{Ecuación (35)}$$

$$\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right) = \left(\frac{v}{c}\right)^k$$

Nuevamente aplicamos logaritmo neperiano

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right)\right) = \ln\left(\left(\frac{v}{c}\right)^k\right)$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right)\right) = k * \ln\left(\frac{v}{c}\right)$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right)\right) = k * \ln(v) - k * \ln(C) \dots\dots\dots \text{Ecuación (36)}$$

La ecuación anterior responde a la ecuación de una recta de la forma:

$$y = kx + b \dots\dots\dots \text{Ecuación (37)}$$

$$y = \ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right)\right) \dots\dots\dots \text{Ecuación (38)}$$

$$x = \ln(v) \dots\dots\dots \text{Ecuación (39)}$$

$$b = -k * (C) \dots\dots\dots \text{Ecuación (40)}$$

Identificados K y C, reemplazamos en la ecuación de Weibull

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

VAN y TIR

▪ VAN

“El valor actual neto es la suma de todos los flujos de caja estimados para el proyecto, deduciendo el valor de la inversión. Es decir, mide el valor que tendrían todos los ingresos y costos en el momento actual y para realizar esta actualización se utiliza el factor de tasa de descuento” (Aguiar, 2006, p.5).

La fórmula para el cálculo el VAN es la siguiente:

$$VAN = -A + \frac{FNC_1}{(1+K)^1} + \frac{FNC_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{FNC_n}{(1+K)^n} \dots \dots \dots \text{Ecuación (41)}$$

Donde:

A: Capital invertido o costo inicial.

FNC: flujo neto de caja o flujo de tesorería al final de cada periodo (año, mes, etc.).

K: Tipo de actualización.

Según este parámetro, una inversión resulta rentable cuando el VAN es positivo, lo que significa que la suma de todos los flujos de caja valorados en el primer año supera el costo inicial. Si se analizan varias opciones, la más rentable será la que tenga el mayor VAN (Cantos, 2016, p.70).

▪ TIR

“La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN de la inversión de un proyecto sea igual a cero. Es decir, encuentra la tasa de descuento para la cual se igualan los ingresos actualizados a los costos” (Aguiar, 2006, p.5).

La expresión para calcular el TIR es la siguiente:

$$VAN = -A + \frac{FNC_1}{(1+r)^1} + \frac{FNC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FNC_n}{(1+r)^n} \dots \dots \dots \text{Ecuación (42)}$$

Representando la (r) la TIR del proyecto.

Una inversión es rentable si el TIR obtenido es superior al tipo de interés que se aplica a la inversión. En el caso de barajar diferentes alternativas, será más recomendable la que ofrezca un mayor TIR (Aguiar, 2006, p.5).

ANEXO 2.1: Encuesta realizada a los abonados del caserío Naranjo.

ENCUESTA I - POR VIVIENDA

LOCALIDAD: Caserío Naranjo

UBICACIÓN

Región: Cajamarca Provincia: Chota Distrito: Miracosta

Latitud: Latitud: -6,33557034 Longitud: -79,410169

POBLACIÓN

Número total de habitantes: 83

Número total de Abonados: 20

VIVIENDAS

Material utilizado en La fachada de sus viviendas.

Adobe



Quincha



Piedra y Barro



Piedra y Barro



¿Cuenta usted con algún negocio o taller en su vivienda? Especifique si corresponde.

NO.

ILUMINACION

¿Cuál de los siguientes objetos utiliza Ud. Para alumbrarse?

Mecheros



Velas



Linternas



Otros



..... Especificar

¿Con que frecuencia utiliza la fuente de iluminación?

Fuente de iluminación	unidad	Cantidad	Frecuencia de compras(*)
Mecheros			
Velas	<u>Semana</u>	<u>10</u>	
Linternas	<u>Mes</u>	<u>1.</u>	
Otros			

COMUNICACIÓN

En su vivienda ¿Cuenta Ud. Con alguno de los siguientes artefactos?

Artefacto	Fuente de energía (baterías,pilas,otros)	Frecuencia de compras
Televisor B/N	<u>a batería.</u>	
Televisor a color	<u>a batería.</u>	
Computadora		
Radio	<u>a pila</u>	
Celular	<u>a batería.</u>	
Otros		

Los Servicios Públicos S.A.
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
 REG. CIP. 108264

ENCUESTA II – POR VIVIENDA

1.- Mejoraría su calidad de vida si contara con electricidad en su casa.

Completamente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Completamente de acuerdo
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

2.- ¿Cuál cree Usted. Que es el principal beneficio que obtendrá de la electrificación?

Iluminación	<input checked="" type="checkbox"/>	Educación	<input checked="" type="checkbox"/>
Uso de artefactos	<input checked="" type="checkbox"/>	Salud	<input type="checkbox"/>
Comunicación	<input checked="" type="checkbox"/>	Otros	<input type="checkbox"/>
Actividades Productivas	<input checked="" type="checkbox"/>		

3.- Se beneficiaría si contara con alumbrado eléctrico en su vivienda.

Completamente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Completamente de acuerdo
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.- Se beneficiaría usando artefactos eléctricos en su vivienda.

Totalmente de acuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Totalmente en desacuerdo
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

5.- Su comunidad se beneficiaría en la Agricultura utilizando la electricidad.

Completamente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Completamente de acuerdo
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

6.- Su comunidad se beneficiaría en alguna actividad productiva con el uso de la electricidad.

Completamente de acuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Completamente en desacuerdo
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

7.- La electricidad beneficiaría en la educación de los pobladores de su comunidad.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

8.- La electricidad beneficiaría en la salud de los pobladores de su comunidad.

Totalmente de acuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

9.- ¿Estarías de acuerdo con el uso de la electricidad en su vivienda?.

Completamente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Completamente de acuerdo
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

POR EL CONSULTOR

Nombres y Apellidos: Luis Raúl Céspedes Leonardo. D.H.: 174106649.



Luis Raúl Céspedes Leonardo
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
R.S.G. CIP. 100250

Figura 15. Instrumentos para obtener información relevante del caserío.

ANEXO 3.1: Características y calibración del instrumento utilizado para medir el índice de radiación.



METROLOGÍA E INGENIERÍA

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-0229-2019

O.T. : 0560-2019
N° EXPEDIENTE : 0756-2019

Página : 1 de 2
Fecha : 2019-04-29

1 CLIENTE : UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
Dirección : CAL. JUAN XXIII NRO. 391 CERCADO LAMBAYEQUE - LAMBAYEQUE - LAMBAYEQUE

2 INSTRUMENTO DE MEDICIÓN : MEDIDOR DE POTENCIA SOLAR
Marca : AMBIENT WEATHER
Modelo : TM-206
Serie : 120901868
Alcance : 2000 W/m2
Procedencia : Taiwan

3 FECHA Y LUGAR DE MEDICIÓN
Fecha : 2019-04-29
Lugar de Calibración : Laboratorio de Calibraciones ENERLAB SAC

4 METODO DE CALIBRACIÓN
La calibración se realizó por comparación directa con patrones calibrados trazables a INACAL-DM.

5 PATRON DE CALIBRACIÓN

INSTRUMENTO	MARCA	MODELO	N° DE CERTIFICADO	TRAZABILIDAD
GENERADOR DE FORMAS DE ONDA	RIGOL	DG 4062	LTF-C-103-2018	INACAL-DM
TERMOHIGROMETRO	LUFFT	OPUS 20	LH-062-2019	INACAL-DM
MULTIMETRO	FLUKE	8846A	LE-084-2019	INACAL-DM

6 CONDICIONES AMBIENTALES

MAGNITUD	INICIAL	FINAL
TEMPERATURA	23,3 °C	23,1 °C
HUMEDAD RELATIVA	65,8 %	64,6 %

7 OBSERVACIONES

Los resultados de las mediciones efectuadas se muestran en la página 02 del presente documento.
El valor indicado del equipo que se muestra en la tabla, es el promedio de 5 valores medidos.
La incertidumbre de la medición se determinó con un factor de cobertura $k=2$, para un nivel de confianza aproximado de 95%.
Con fines de identificación se colocó una etiqueta autoadhesiva con la indicación "CALIBRADO".
La periodicidad de la calibración depende del uso, mantenimiento y conservación del instrumento de medición.

Ing. Máximo Oriundo Cordero
CIP: 94415
Gerencia Técnica



PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb Los Jardines de San Juan - San Juan de Lurigancho - Lima - Lima
Metrología (511) 376-9578 RPC: 981452217 Cell: 952033733 / 956031703 / 933220038
ventas@enerlab.com.pe / ventas01@enerlab.com.pe / calibraciones@enerlab.com.pe
Ingeniería (511) 393-6673 Celular: 998880984 / 948975146 ingeniería@enerlab.com.pe www.enerlab.com.pe

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-0229-2019

Página : 2 de 2

Fecha : 2019-04-29

RESULTADOS DE CALIBRACIÓN

DESCRIPCION	UNIDAD	RESULTADO
Test de Prueba		Conforme
Verificacion de Panel de Control		Conforme
Verificacion de sensor		Conforme
Prueba de OFF-SET (Cero)		Conforme

Medicion de Potencia Solar (W/m2)

VALOR PATRON (W/m2)	VALOR EQUIPO (W/m2)	FACTOR DE CORRECCION (W/m2)	INCERTIDUNBRE (W/m2)
50,0	50,7	-0,7	0,1
100,0	100,9	-0,9	0,1
190,0	191,3	-1,3	0,1

VALOR PATRON (W/m2)	VALOR EQUIPO (W/m2)	FACTOR DE CORRECCION (W/m2)	INCERTIDUNBRE (W/m2)
500	502	-2	1
1000	1005	-5	1
1500	1506	-6	1

FIN DE DOCUMENTO



PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb Los Jardines de San Juan - San Juan de lurigancho - Lima - Lima
 Metrologia (511) 376-9578 RPC: 981452217 Cell: 952033733 / 956031703 / 933220038
 ventas@enerlab.com.pe / ventas01@enerlab.com.pe / calibraciones@enerlab.com.pe
 Ingenieria (511) 393-6673 Celular: 998880984 / 948975146 ingenieria@enerlab.com.pe www.enerlab.com.pe

Figura 16. Certificado de calibración del instrumento de medición Solarimetro

ANEXO 3.2: Valores Medidos con el Solarimetro.

Tabla 21. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m2							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 04 de Mayo 2019	09.00-10.00	2.51	2.53	2.59	2.53	2.59	2.74
	10.00-11.00	3.39	6.67	6.74	7.27	6.73	6.67
	11.00-12.00	6.85	6.80	6.73	6.73	6.80	6.83
	12.00-13.00	7.12	7.40	7.27	6.80	5.93	6.94
	13.00-14.00	6.74	6.86	5.99	5.93	5.39	5.92
	14.00-15.00	5.33	5.93	5.93	5.92	5.35	5.47
	15.00-16.00	5.41	5.89	5.27	5.47	4.72	5.41

Fuente: Autoría propia.

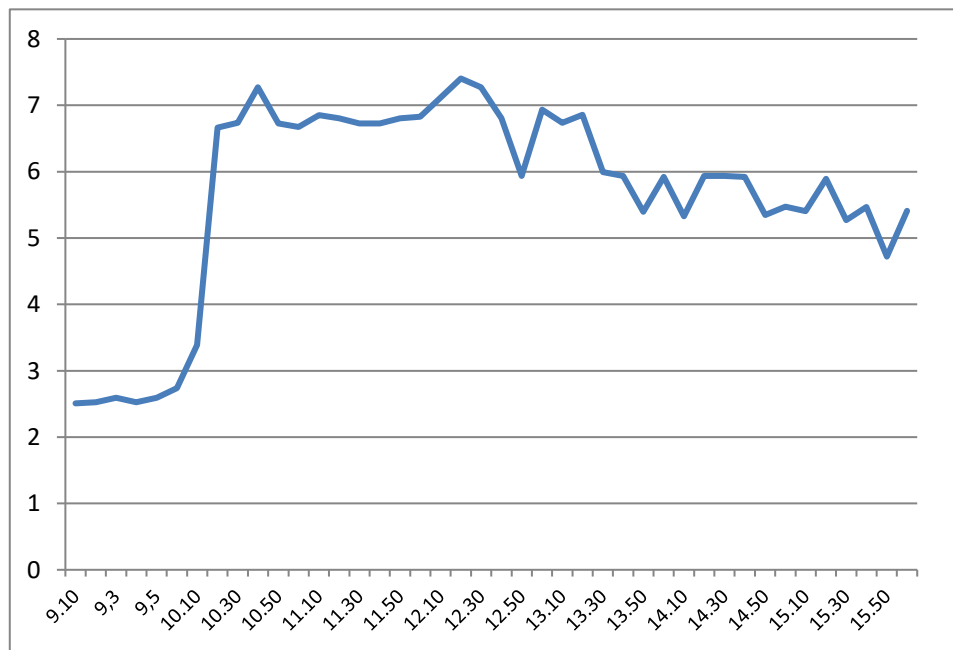


Figura 17. Gráfico de resultado de medición de energía del día 1.

Durante la medición del día 04 de mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 12.10 horas con un valor de 7.4 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 2.51 KW-H/ m².

Tabla 22. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m2							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 05 de Mayo 2019	09.00-10.00	2.58	2.60	2.67	2.60	2.69	2.82
	10.00-11.00	3.49	6.87	6.94	7.49	6.93	6.87
	11.00-12.00	7.06	6.80	6.93	6.93	7.01	6.94
	12.00-13.00	7.33	7.63	7.49	6.92	6.11	7.14
	13.00-14.00	6.94	7.06	6.17	6.11	5.79	6.10
	14.00-15.00	5.49	6.11	6.61	6.10	5.51	5.64
	15.00-16.00	5.57	6.62	5.43	5.63	5.27	5.53

Fuente: Autoría propia.

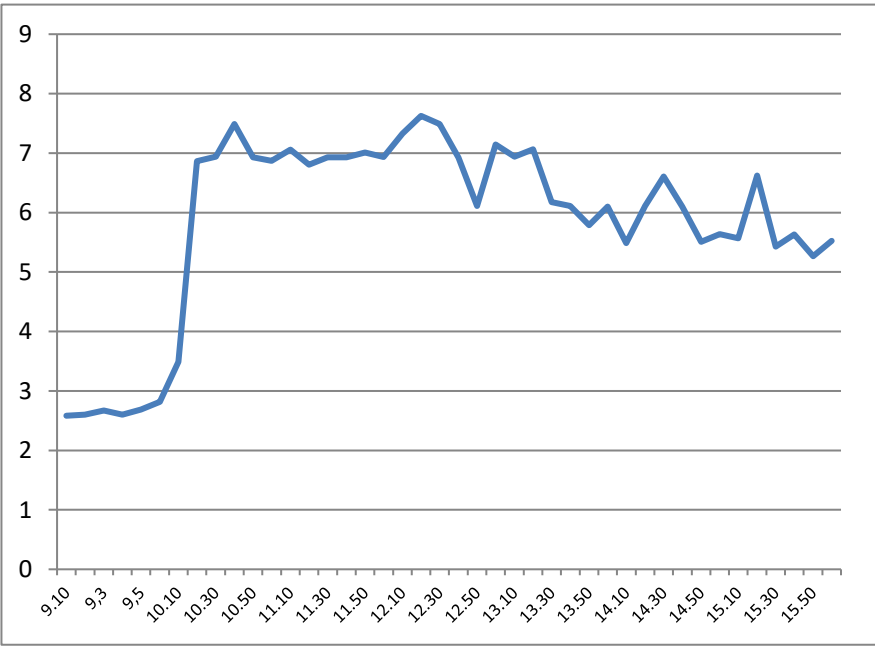


Figura 18. Gráfico de resultado de medición de energía del día 2.

Durante la medición del día 05 de mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 12.10 horas con un valor de 7.63 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 2.58 KW-H/ m².

Tabla 23. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m2							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 06 de Mayo 2019	09.00-10.00	2.55	2.60	2.65	2.73	2.72	2.86
	10.00-11.00	3.51	7.13	7.17	7.20	6.83	6.89
	11.00-12.00	6.85	7.13	7.17	6.92	7.18	7.15
	12.00-13.00	7.17	7.20	6.91	7.01	5.83	7.03
	13.00-14.00	6.80	6.83	5.91	5.88	5.28	5.77
	14.00-15.00	5.32	5.29	5.32	5.31	5.18	5.33
	15.00-16.00	5.44	5.36	5.37	5.19	3.89	5.13

Fuente: Autoría propia.

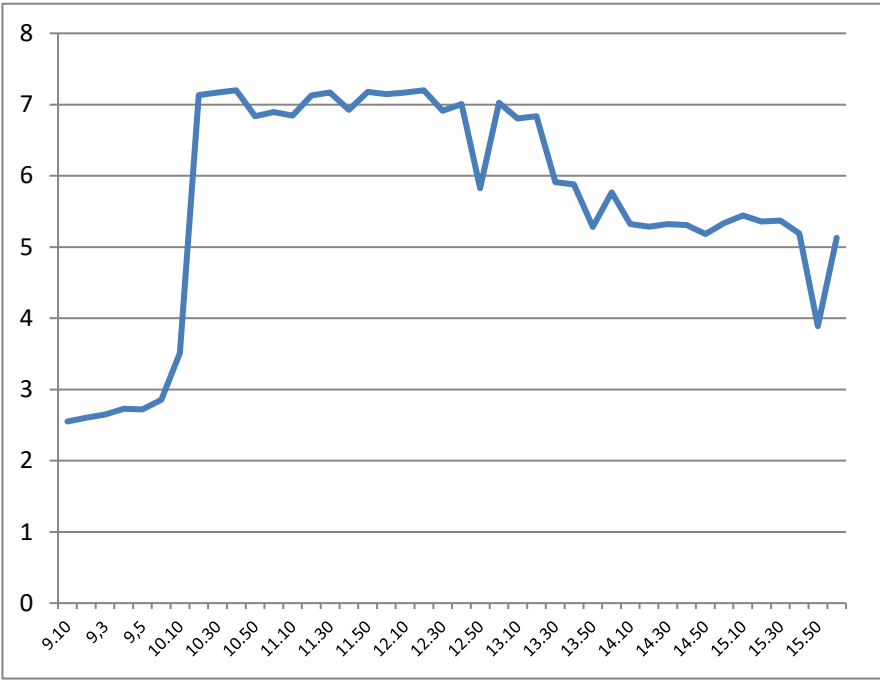


Figura 19. Gráfico de resultado de medición de energía del día 3.

Durante la medición del día 06 de mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 12.10 horas con un valor de 7.20 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 2.55 KW-H/ m².

Tabla 24. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m ²							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 07 de Mayo 2019	09.00-10.00	1.87	1.93	1.97	2.00	2.32	2.39
	10.00-11.00	2.57	2.62	2.75	3.77	3.91	4.07
	11.00-12.00	4.97	5.63	6.68	6.74	6.77	6.82
	12.00-13.00	6.88	6.90	6.99	7.06	7.12	7.15
	13.00-14.00	7.19	5.60	5.56	5.56	4.97	4.90
	14.00-15.00	4.80	4.73	4.64	4.60	4.56	4.05
	15.00-16.00	4.17	4.11	4.04	3.93	3.87	3.75

Fuente: Autoría propia.

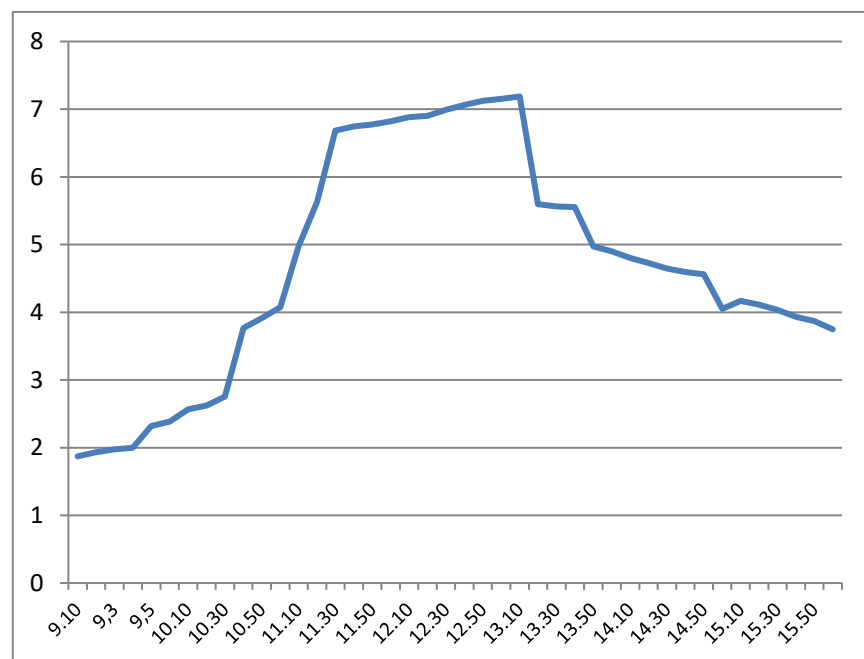


Figura 20. Gráfico de resultado de medición de energía del día 4.

Durante la medición del día 07 de mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 13.00 horas con un valor de 7.19 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 1.87 KW-H/ m².

Tabla 25. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m2							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 08 de Mayo 2019	09.00-10.00	2.89	7.09	5.63	6.79	6.97	6.93
	10.00-11.00	6.72	7.09	7.01	7.38	5.46	7.07
	11.00-12.00	5.40	4.57	7.29	5.97	5.87	5.57
	12.00-13.00	5.74	5.81	5.74	5.78	5.69	5.67
	13.00-14.00	5.66	5.69	5.68	5.71	5.71	5.69
	14.00-15.00	5.64	5.61	5.61	5.08	5.34	5.43
	15.00-16.00	5.45	5.38	5.18	5.11	5.09	4.74

Fuente: Autoría propia.

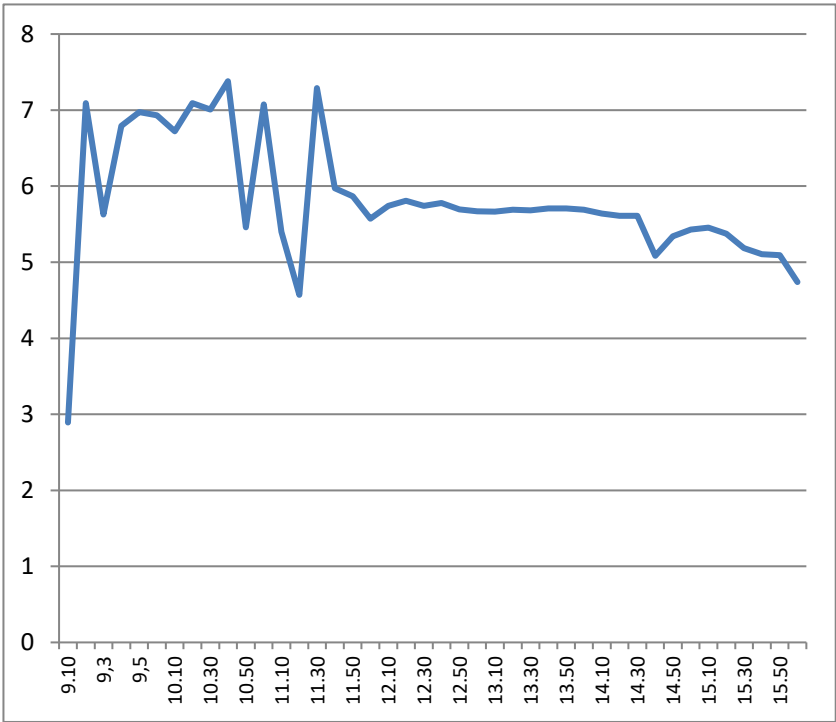


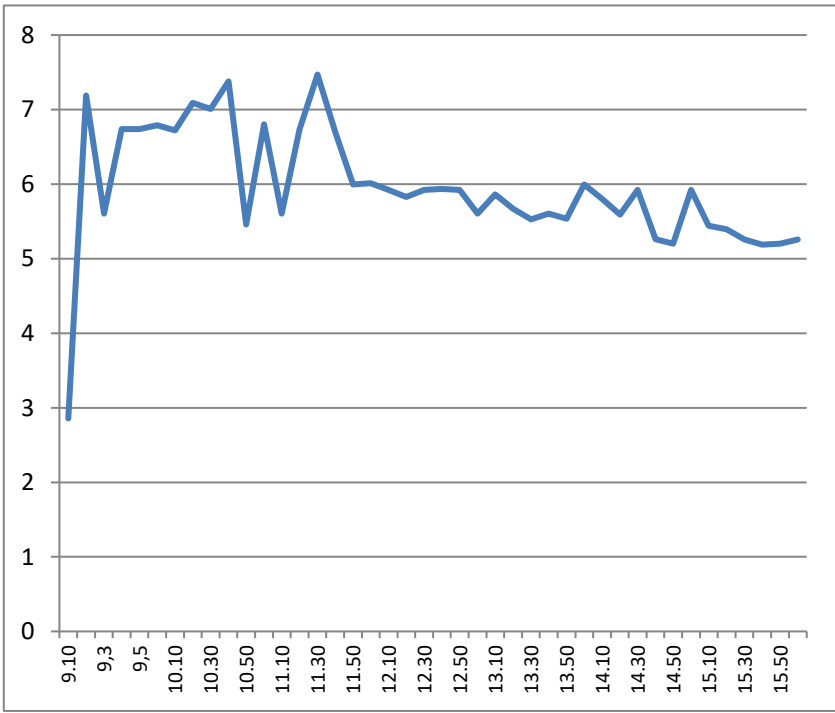
Figura 21. Gráfico de resultado de medición de energía del día 5.

Durante la medición del día 08 de Mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 11.30 horas con un valor de 7.29 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 2.89 KW-H/ m².

Tabla 26. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m2							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 09 de Mayo 2019	09.00-10.00	2.86	7.19	5.60	6.74	6.74	6.79
	10.00-11.00	6.72	7.09	7.01	7.38	5.46	6.80
	11.00-12.00	5.60	6.74	7.47	6.70	5.99	6.01
	12.00-13.00	5.92	5.83	5.92	5.93	5.92	5.60
	13.00-14.00	5.86	5.67	5.53	5.60	5.54	5.99
	14.00-15.00	5.80	5.59	5.92	5.26	5.20	5.92
	15.00-16.00	5.44	5.39	5.26	5.19	5.20	5.26

Fuente: Autoría propia.

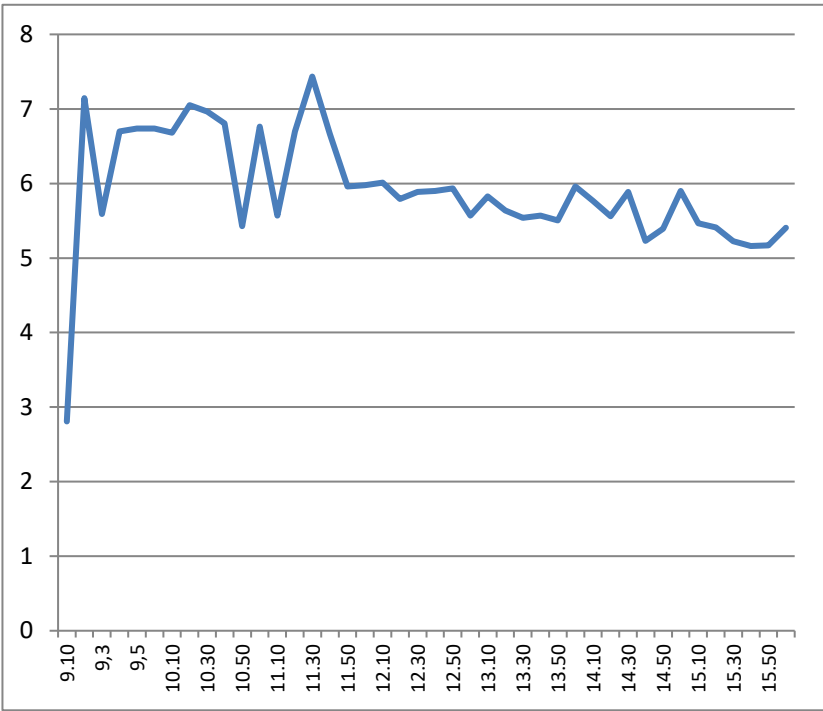


Durante la medición del día 09 de Mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 11.30 horas con un valor de 7.29 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 2.89 KW-H/ m².

Tabla 27. Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/ m².

Valor de Medición de Energía de radiación solar: Kilowatt - h/m2							
Día	Hora	Primera Medición	Segunda Medición	Tercera Medición	Cuarta Medición	Quinta Medición	Sexta Medición
Día: 10 de Mayo 2019	09.00-10.00	2.81	7.15	5.59	6.70	6.74	6.74
	10.00-11.00	6.68	7.05	6.97	6.80	5.43	6.76
	11.00-12.00	5.57	6.70	7.43	6.66	5.96	5.98
	12.00-13.00	6.01	5.79	5.89	5.90	5.93	5.57
	13.00-14.00	5.83	5.64	5.54	5.57	5.50	5.96
	14.00-15.00	5.77	5.56	5.89	5.23	5.39	5.90
	15.00-16.00	5.47	5.41	5.22	5.16	5.17	5.41

Fuente: Autoría propia.



Durante la medición del día 10 de Mayo del 2019, el mayor valor ocurrió a las 11.30 horas con un valor de 7.43 KW-H/ m², y el menor valor de radiación ocurrió a las 9.10 horas con un valor de 2.81 KW-H/ m².

ANEXO 3.3: Análisis de Medición de la radiación solar incidente en el caserío Naranjo.

Tabla 28. *Análisis mediante distribución Weibull.*

N°	Radiación Solar (KW-h/m2)	Mediana (M-0.3)/(N+0.4)	1/(1-M)	$Y = \ln(\ln(1/(1-\text{Mediana})))$	$X = \ln(\text{Radiación solar})$	XY	X2
1	1.884	0.00645756	1.006499536	-5.03926553	0.63339718	-3.19185656	0.40119198
2	1.944	0.02	1.02	-4.15	0.66	-2.76	0.44
3	1.968	0.02	1.03	-3.68	0.68	-2.49	0.46
4	1.998	0.03	1.04	-3.36	0.69	-2.33	0.48
5	2.34	0.04	1.05	-3.12	0.85	-2.65	0.72
6	2.394	0.05	1.06	-2.92	0.87	-2.55	0.76
7	2.55	0.06	1.07	-2.75	0.94	-2.58	0.88
8	2.568	0.07	1.08	-2.61	0.94	-2.46	0.89
9	2.604	0.08	1.09	-2.48	0.96	-2.37	0.92
10	2.622	0.09	1.10	-2.37	0.96	-2.28	0.93
11	2.646	0.10	1.11	-2.26	0.97	-2.20	0.95
12	2.718	0.11	1.12	-2.17	1.00	-2.17	1.00

13	2.73	0.12	1.13	-2.08	1.00	-2.09	1.01
14	2.754	0.13	1.14	-2.00	1.01	-2.03	1.03
15	2.856	0.14	1.16	-1.93	1.05	-2.02	1.10
16	2.886	0.14	1.17	-1.85	1.06	-1.97	1.12
17	3.48	0.15	1.18	-1.79	1.25	-2.23	1.56
18	3.51	0.16	1.20	-1.72	1.26	-2.17	1.58
19	3.72	0.17	1.21	-1.66	1.31	-2.19	1.73
20	3.768	0.18	1.22	-1.61	1.33	-2.13	1.76
21	3.78	0.19	1.24	-1.55	1.33	-2.06	1.77
22	3.81	0.20	1.25	-1.50	1.34	-2.00	1.79
23	3.822	0.21	1.26	-1.45	1.34	-1.94	1.80
24	3.912	0.22	1.28	-1.40	1.36	-1.91	1.86
25	4.05	0.23	1.30	-1.35	1.40	-1.89	1.96
26	4.074	0.24	1.31	-1.31	1.40	-1.84	1.97
27	4.188	0.25	1.33	-1.26	1.43	-1.81	2.05
28	4.278	0.26	1.34	-1.22	1.45	-1.77	2.11
29	4.326	0.26	1.36	-1.18	1.46	-1.73	2.15

30	4.386	0.27	1.38	-1.14	1.48	-1.68	2.19
31	4.5	0.28	1.40	-1.10	1.50	-1.65	2.26
32	4.536	0.29	1.41	-1.06	1.51	-1.61	2.29
33	4.614	0.30	1.43	-1.02	1.53	-1.57	2.34
34	4.716	0.31	1.45	-0.99	1.55	-1.53	2.41
35	4.8	0.32	1.47	-0.95	1.57	-1.49	2.46
36	4.83	0.33	1.49	-0.92	1.57	-1.45	2.48
37	4.842	0.34	1.51	-0.88	1.58	-1.39	2.49
38	4.86	0.35	1.53	-0.85	1.58	-1.34	2.50
39	4.872	0.36	1.56	-0.82	1.58	-1.29	2.51
40	4.878	0.37	1.58	-0.79	1.58	-1.24	2.51
41	4.902	0.38	1.60	-0.75	1.59	-1.20	2.53
42	4.92	0.38	1.63	-0.72	1.59	-1.15	2.54
43	4.968	0.39	1.65	-0.69	1.60	-1.11	2.57
44	4.98	0.40	1.68	-0.66	1.61	-1.06	2.58
45	5.01	0.41	1.70	-0.63	1.61	-1.02	2.60
46	5.028	0.42	1.73	-0.60	1.62	-0.97	2.61

47	5.058	0.43	1.76	-0.57	1.62	-0.93	2.63
48	5.1	0.44	1.79	-0.54	1.63	-0.89	2.65
49	5.13	0.45	1.82	-0.52	1.64	-0.84	2.67
50	5.178	0.46	1.85	-0.49	1.64	-0.80	2.70
51	5.4	0.47	1.88	-0.46	1.69	-0.78	2.84
52	5.448	0.48	1.91	-0.43	1.70	-0.74	2.87
53	5.502	0.49	1.95	-0.41	1.71	-0.69	2.91
54	5.532	0.50	1.98	-0.38	1.71	-0.65	2.93
55	5.544	0.50	2.02	-0.35	1.71	-0.60	2.93
56	5.562	0.51	2.06	-0.33	1.72	-0.56	2.94
57	5.58	0.52	2.10	-0.30	1.72	-0.52	2.96
58	5.628	0.53	2.14	-0.27	1.73	-0.47	2.99
59	5.766	0.54	2.18	-0.25	1.75	-0.44	3.07
60	5.826	0.55	2.23	-0.22	1.76	-0.39	3.11
61	5.826	0.56	2.27	-0.20	1.76	-0.35	3.11
62	5.868	0.57	2.32	-0.17	1.77	-0.30	3.13
63	5.898	0.58	2.37	-0.15	1.77	-0.26	3.15

64	5.97	0.59	2.43	-0.12	1.79	-0.22	3.19
65	6	0.60	2.48	-0.10	1.79	-0.17	3.21
66	6.69	0.61	2.54	-0.07	1.90	-0.13	3.61
67	6.732	0.62	2.60	-0.05	1.91	-0.09	3.64
68	6.75	0.62	2.66	-0.02	1.91	-0.04	3.65
69	6.756	0.63	2.73	0.00	1.91	0.01	3.65
70	6.762	0.64	2.80	0.03	1.91	0.06	3.65
71	6.78	0.65	2.88	0.05	1.91	0.10	3.66
72	6.798	0.66	2.95	0.08	1.92	0.15	3.67
73	6.81	0.67	3.04	0.10	1.92	0.20	3.68
74	6.81	0.68	3.12	0.13	1.92	0.25	3.68
75	6.822	0.69	3.22	0.16	1.92	0.30	3.69
76	6.852	0.70	3.31	0.18	1.92	0.35	3.70
77	6.87	0.71	3.42	0.21	1.93	0.40	3.71
78	6.882	0.72	3.53	0.23	1.93	0.45	3.72
79	6.9	0.73	3.65	0.26	1.93	0.50	3.73
80	6.906	0.74	3.78	0.28	1.93	0.55	3.73

81	6.93	0.74	3.91	0.31	1.94	0.60	3.75
82	6.96	0.75	4.06	0.34	1.94	0.65	3.76
83	6.966	0.76	4.22	0.36	1.94	0.71	3.77
84	6.984	0.77	4.39	0.39	1.94	0.76	3.78
85	7.008	0.78	4.57	0.42	1.95	0.82	3.79
86	7.008	0.79	4.78	0.45	1.95	0.87	3.79
87	7.05	0.80	5.00	0.48	1.95	0.93	3.81
88	7.056	0.81	5.24	0.50	1.95	0.99	3.82
89	7.062	0.82	5.50	0.53	1.95	1.04	3.82
90	7.086	0.83	5.80	0.56	1.96	1.10	3.83
91	7.092	0.84	6.12	0.59	1.96	1.16	3.84
92	7.122	0.85	6.49	0.63	1.96	1.23	3.85
93	7.134	0.86	6.90	0.66	1.96	1.29	3.86
94	7.158	0.86	7.37	0.69	1.97	1.36	3.87
95	7.164	0.87	7.91	0.73	1.97	1.43	3.88
96	7.17	0.88	8.54	0.76	1.97	1.50	3.88
97	7.176	0.89	9.26	0.80	1.97	1.58	3.88

98	7.188	0.90	10.13	0.84	1.97	1.66	3.89
99	7.188	0.91	11.18	0.88	1.97	1.74	3.89
100	7.194	0.92	12.46	0.93	1.97	1.83	3.89
101	7.2	0.93	14.08	0.97	1.97	1.92	3.90
102	7.2	0.94	16.18	1.02	1.97	2.02	3.90
103	7.23	0.95	19.02	1.08	1.98	2.14	3.91
104	7.35	0.96	23.06	1.14	1.99	2.28	3.98
105	7.368	0.97	29.30	1.22	2.00	2.43	3.99
106	7.41	0.98	40.15	1.31	2.00	2.62	4.01
107	7.452	0.98	63.76	1.42	2.01	2.86	4.03
108	7.5	0.99	154.86	1.62	2.01	3.26	4.06
		SUMA		-61.39	175.10	-51.34	298.62

Fuente: Autoría propia.

ANEXO 3.4: Reemplazo de valores para obtener el grafico requerido por la distribución weibull.

Tabla 29. *Tabulación de datos para hallar grafico requerido por distribución Weibull.*

Radiación Solar (KW-h/m ²)	Probabilidad				
1.884	0.038	4.83	0.202	6.822	0.160
1.944	0.041	4.842	0.202	6.852	0.158
1.968	0.042	4.86	0.202	6.87	0.157
1.998	0.043	4.872	0.203	6.882	0.156
2.34	0.061	4.878	0.203	6.9	0.155
2.394	0.064	4.902	0.203	6.906	0.155
2.55	0.073	4.92	0.204	6.93	0.153
2.568	0.074	4.968	0.205	6.96	0.152
2.604	0.076	4.98	0.205	6.966	0.151
2.622	0.077	5.01	0.206	6.984	0.150
2.646	0.078	5.028	0.206	7.008	0.148
2.718	0.083	5.058	0.207	7.008	0.148
2.73	0.084	5.1	0.207	7.05	0.146
2.754	0.085	5.13	0.208	7.056	0.145
2.856	0.091	5.178	0.208	7.062	0.145
2.886	0.093	5.4	0.210	7.086	0.143
3.48	0.132	5.448	0.210	7.092	0.143
3.51	0.134	5.502	0.209	7.122	0.141
3.72	0.148	5.532	0.209	7.134	0.140
3.768	0.151	5.544	0.209	7.158	0.139
3.78	0.151	5.562	0.209	7.164	0.138
3.81	0.153	5.58	0.209	7.17	0.138
3.822	0.154	5.628	0.208	7.176	0.137
3.912	0.159	5.766	0.206	7.188	0.137
4.05	0.167	5.826	0.205	7.188	0.137
4.074	0.169	5.826	0.205	7.194	0.136
4.188	0.175	5.868	0.204	7.2	0.136
4.278	0.180	5.898	0.203	7.2	0.136
4.326	0.182	5.97	0.201	7.23	0.134
4.386	0.185	6	0.200	7.35	0.126
4.5	0.190	6.69	0.168	7.368	0.124
4.536	0.191	6.732	0.166	7.41	0.122
4.614	0.194	6.75	0.165	7.452	0.119
4.716	0.198	6.756	0.164	7.5	0.116
4.8	0.201	6.762	0.164		
		6.78	0.163		
		6.798	0.162		
		6.81	0.161		
		6.81	0.161		

Fuente: Autoría propia.

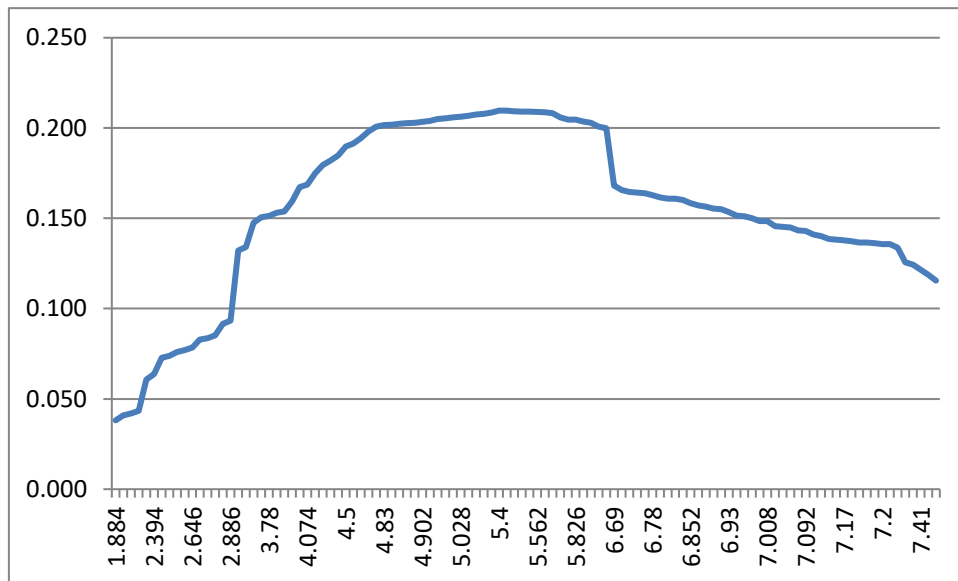


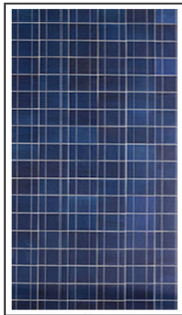
Figura 22. Gráfico obtenido al aplicar la distribución Weibull.

ANEXO 3.5: Ficha técnica del panel solar a utilizar.



Paneles policristalinos BlueSolar

www.victronenergy.com



BlueSolar policristalino 140W

- El coeficiente de baja tensión-temperatura mejora el funcionamiento a altas temperaturas.
- Rendimiento excepcional con baja luminosidad y alta sensibilidad a la luz en todo el espectro solar.
- Garantía limitada de 25 años en la entrega de potencia y el rendimiento.
- Garantía limitada de 5 años en materiales y mano de obra.
- La caja de conexiones, sellada, hermética y multifuncional, proporciona altos niveles de seguridad.
- Los diodos de derivación de alto rendimiento minimizan las caídas de potencia provocadas por la sombra.
- El sistema avanzado de encapsulación EVA (etileno acetato de vinilo, por sus siglas en inglés) con láminas traseras de triple capa cumple con los requisitos más exigentes para su funcionamiento de alta tensión.
- Un sólido bastidor de aluminio galvanizado permite instalar los módulos sobre el tejado con distintos sistemas estándar de montaje.
- Su vidrio templado de alta transmisión y alta calidad proporciona una dureza y resistencia a los impactos mejorada.
- Modelos precableados de alta capacidad con sistema de conexión rápida y conectores MC4 (PV-ST01).



Conectores MC4

Número de artículo	Descripción	Peso neto	Rendimiento eléctrico bajo STC (1)				
			Nominal Potenci	Tensión máxima	Corriente máxima	Tensión en vacío	Corriente de cortocircuito
			PMPP	VMPP	IMPP	Voc	Isc
		Kg	W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x350x25 mm series 3a	2.2	20	18	1.11	22.5	1.23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x670x25 mm series 3a	3.7	30	18	1.67	22.5	1.85
SPP030401200	40W-12V Poly 450x670x25mm series 3a	4.2	40	18	2.22	22.5	2.46
SPP030501200	50W-12V Poly 540x670x25 mm series 3a	4.3	50	18	2.78	22.2	3.09
SPP030801200	80W-12V Poly 840x670x35 mm series 3a	6.8	80	18	4.44	21.6	5.06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3a (2)	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031001201	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3b (2)	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031401200	140W-12V Poly 1480x673x35 mm series 3a	12	140	20	7.78	21.6	8.85
SPP032502001	250W-20V Poly 1640x992x40mm series 3b	17	250	30	8.33	36.75	8.94
SPP032902400	290W-24V Poly 1956x992x45 mm series 3a	24	290	36	8.06	44,10	8.56

Módulo	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 030401200	SPP 030501200	SPP 030801200	SPP 031001200	SPP 031001201	SPP 031401200	SPP 032502400	SPP 032902400
Potencia nominal (tolerancia ±3%)	20W	30W	40W	50W	80W	100W	100W	140W	250W	290W
Tipo de celda	Policristalina									
Cantidad de celdas en serie	36								60	72
Tensión máxima del sistema (V)	1000V									
Coeficiente de temperatura de PMPP	-0,47/°C	-0,48/°C			-0,48/°C		-0,48/°C		-0,47/°C	
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,34/°C	-0,34/°C			-0,34/°C		-0,35/°C		-0,34/°C	
Coeficiente de temperatura de Isc (%)	+0,045/°C	+0,037/°C			+0,037/°C		+0,037/°C		+0,045/°C	
Rango de temperatura	-40°C a +85°C									
Capacidad de carga máxima en su superficie	200kg/m²									
Resistencia máxima al impacto	23m/s, 7,53g									
Tipo de caja de conexiones	PV-LH0801				PV-JH02	PV-LH0808			PV-JB002	
Longitud de los cables/conector	Sin cable	Sin cable	Sin cable	Sin cable	900mm / MC4					
Tolerancia de salida						+/-3%				
Bastidor						Aluminio				
Garantía del producto	5 años									
Garantía sobre el rendimiento eléctrico	10 años 90% + 25 años 80% de la entrega de potencia									
Cantidad mínima de unidades por embalaje	1 panel									
Cantidad por palet	150	100				20			19	18

1)

STC (Condiciones de prueba estándar: 1000W/m², 25°C, AM (masa de aire) 1,5

2)

Aspecto celular del modelo b ligeramente diferente del modelo a

1) STC (Condiciones de prueba estándar): 1000W/m², 25°C, AM (masa de aire) 1,5
2) Aspecto celular del modelo b ligeramente diferente del modelo a

ictron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
 entralita: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
 -mail: sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com



Figura 23. Ficha técnica del panel solar a utilizar.

ANEXO 3.6: Planos utilizados en la instalación del sistema fotovoltaico.

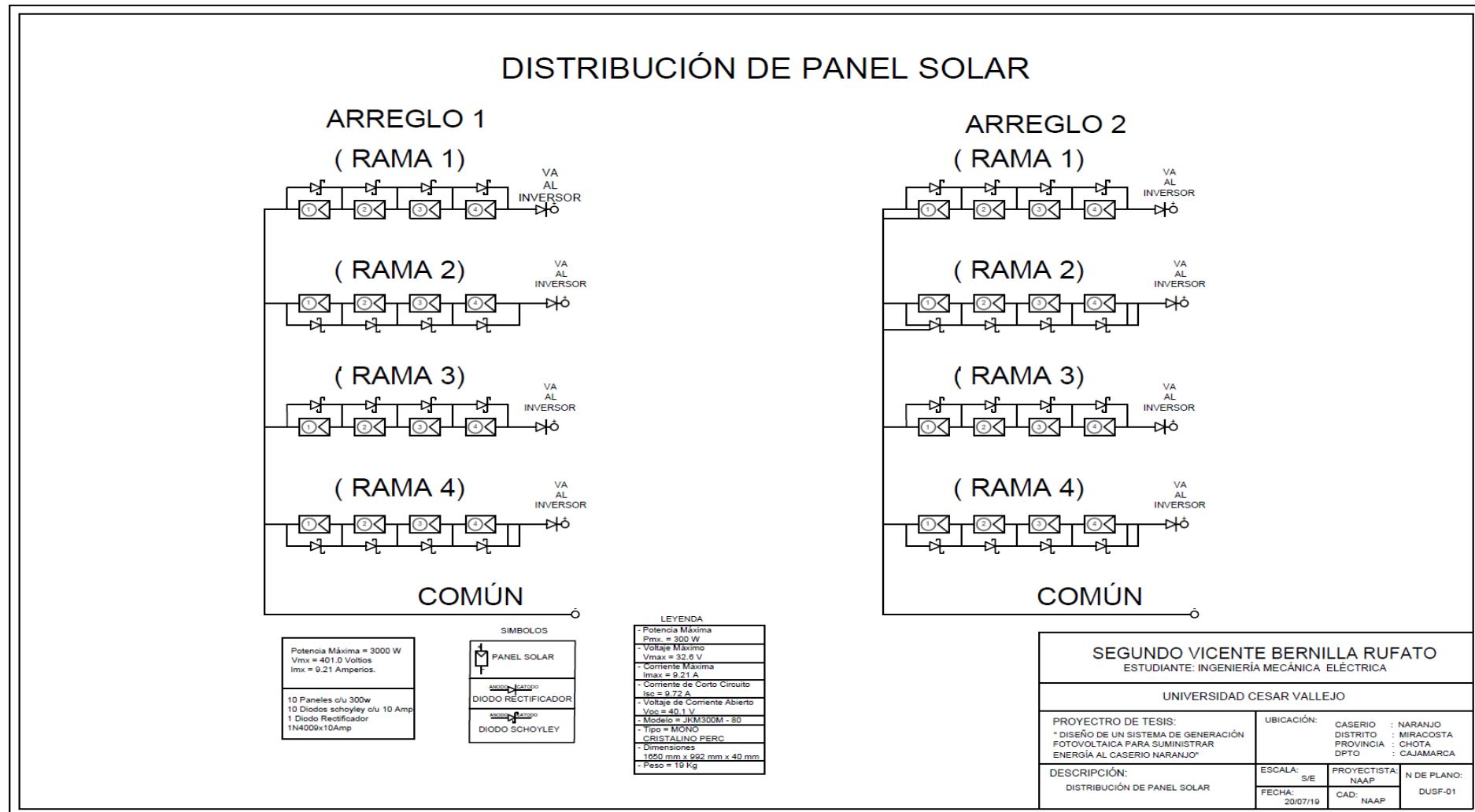


Figura 24. Plano de distribución de paneles solares en la planta fotovoltaica.

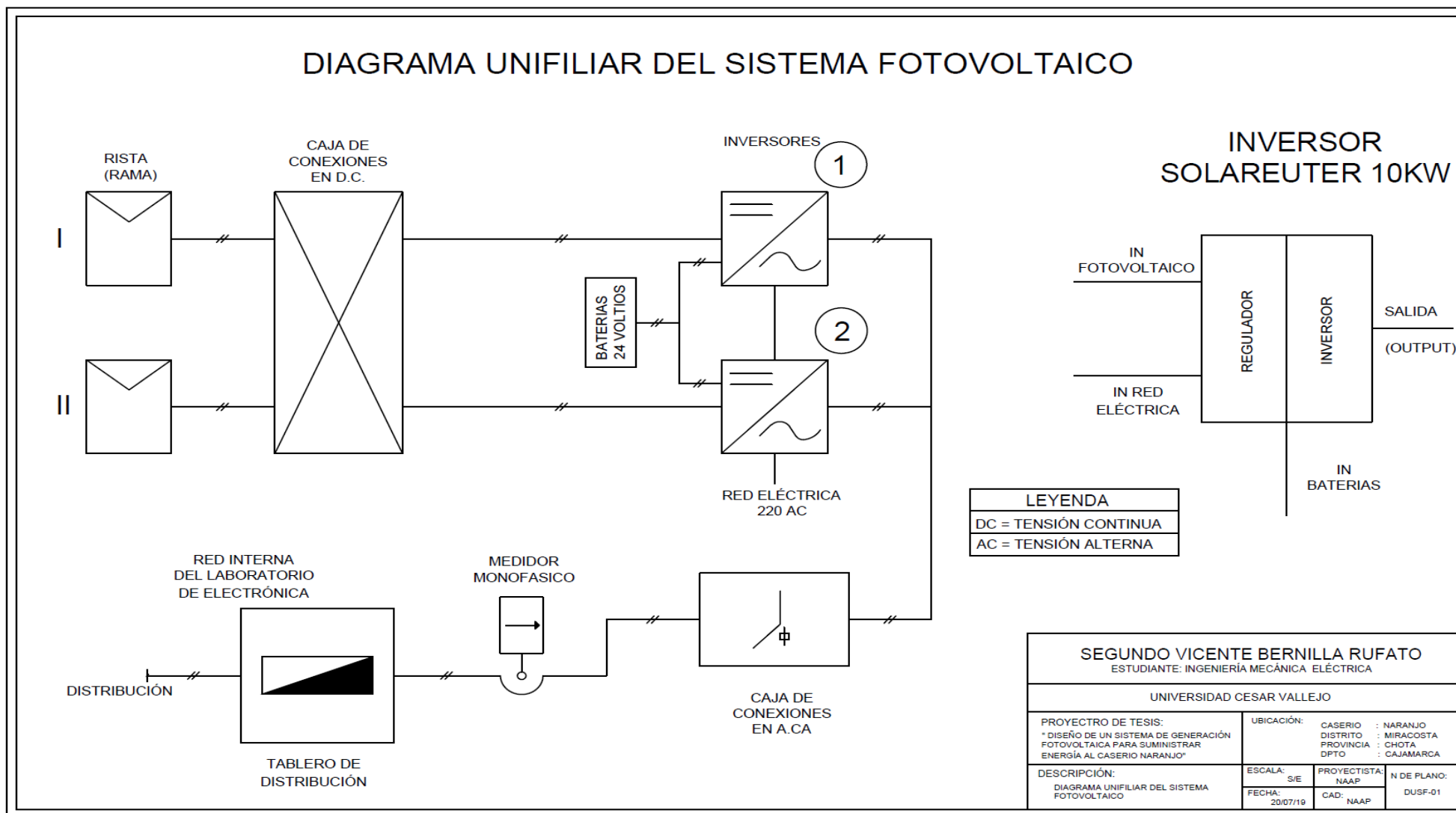
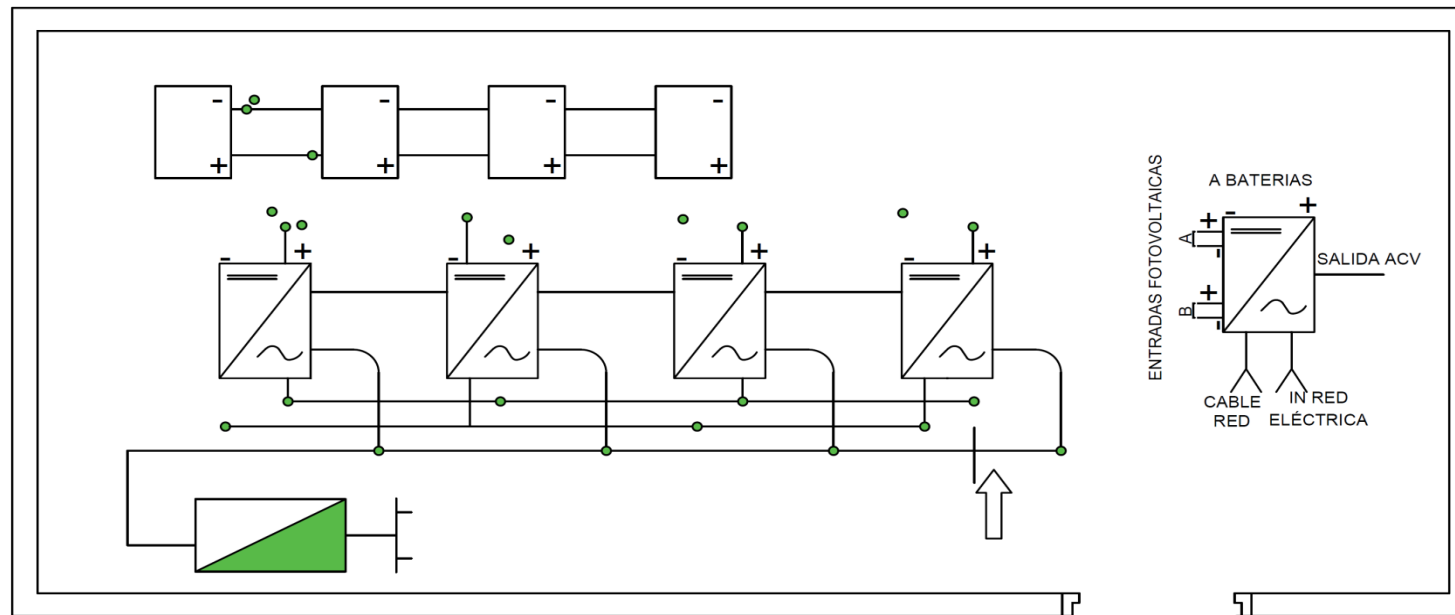
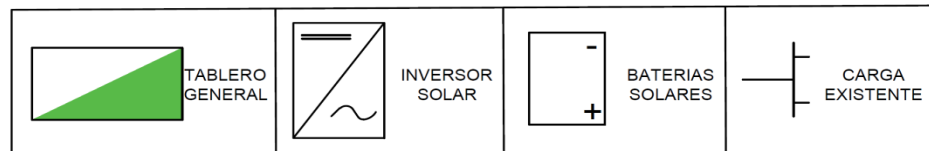


Figura 25. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica.

DISTRIBUCIÓN DE LA CASETA DE INVERSORES Y BATERIAS



LEYENDA



SEGUNDO VICENTE BERNILLA RUFATO			
ESTUDIANTE: INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA			
UNIVERSIDAD CESAR VALLEJO			
PROYECTO DE TESIS: * DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA SUMINISTRAR ENERGÍA AL CASERIO NARANJO *	UBICACIÓN:		
	CASERIO	:	NARANJO
	DISTRITO	:	MIRACOSTA
	PROVINCIA	:	CHOTA
	DPTO	:	CAJAMARCA
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUCIÓN DE LA CASETA DE INVERSORES Y BATERIAS	ESCALA:	S/E	PROYECTISTA:
	FECHA:	20/07/19	CAD: NAAP
			N DE PLANO:
			DUSF-01

Figura 26. Distribución de dispositivos utilizados en la instalación fotovoltaica.

ANEXO 3.7: Ficha técnica del regulador a utilizar.



Controladores de carga SmartSolar 250V y 99% de eficiencia MPPT 250/60, 250/70, 250/85 & 250/100

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)
Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo. El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control GX, otros productos GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

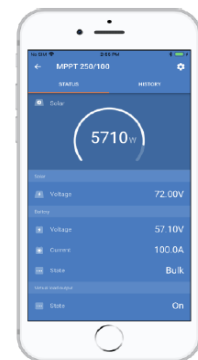
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-Tr
Con pantalla conectable opcional.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 250/100-MC4
Sin pantalla

Controlador de carga SmartSolar	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)			
Corriente de carga nominal	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12 V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24 V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48 V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	35A (máx. 30A x con. MC4)		70A (max 30A x MC4 con.)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	250V máximo absoluto en las condiciones más frías 245V en arranque y funcionando al máximo			
Eficacia máxima	99%			
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V			
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)			
Algoritmo de carga	adaptativo multifase			
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión			
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)			
Humedad	95%, sin condensación			
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth			
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)			
Relé programable	DPST	Capacidad nominal CA 240V AC / 4 A	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)			
CARCASA				
Color	Azul (RAL 5012)			
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/60 y 250/70) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4 de 250/85 y 250/100)			
Bornes de batería	35mm ² / AWG2			
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)			
Peso	3 kg		4,5 kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215x250x95 mm		Modelos Tr: 216 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 246x295x103 mm	
NORMATIVAS				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.				
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador.				
Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.				
2) Un generador fotovoltaico con una corriente de cortocircuito más alta puede dañar el controlador.				
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares.				
Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)				

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | Países Bajos
Centralita: +31 (0)36 535 97 00 | E-mail: sales@victronenergy.com
www.victronenergy.com



Figura 27. Ficha técnica del regulador utilizado en la instalación fotovoltaica.

ANEXO 3.8: Ficha técnica de la batería a utilizar.



Series	4000	Warranty	7 Years
Volts	6	BCI	L16
Cells	3	Plates/Cell	17
Terminal Type	LT		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18 x 1-1/2"		

Charge	
Charge Voltage Range	2.45-2.5 V/cell @ 25°C (77°F)
Float Voltage Range	2.25 V/cell @ 25°C (77°F)
Recommended Charge Current Capacity (String)	50 A
Maximum Charge Current (String)	85 A
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

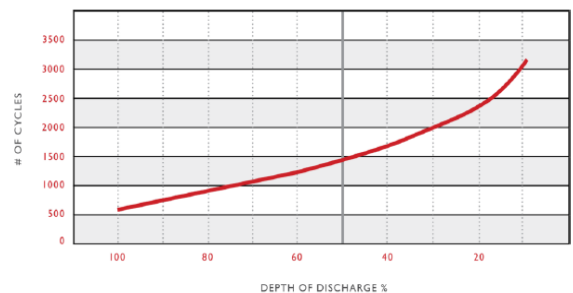
Capacity	
Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -17°C	1040
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1299
Reserve Capacity (RC @ 25A)	828 Minutes
Reserve Capacity (RC @ 75A)	218 Minutes

Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPs
@ 100 Hour Rate	569 AH	5.69 A
@ 75 Hour Rate	539 AH	7.49 A
@ 50 Hour Rate	509 AH	10.19 A
@ 20 Hour Rate	428 AH	21.4 A
@ 15 Hour Rate	402 AH	26.82 A
@ 10 Hour Rate	364 AH	36.38 A
@ 8 Hour Rate	342 AH	42.8 A
@ 5 Hour Rate	300 AH	59.92 A
@ 1 Hour Rate	154 AH	154.08 A

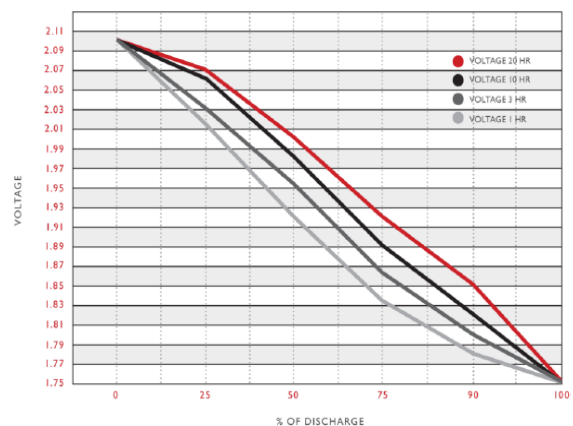
Amper hour capacity ratings based on specific gravity of 1.280.
Reduce capacities 5% for specific gravity of 1.265 and 10% for 1.250.

Specifications			
 SAI GLOBAL ISO 9001 Quality	Weight	55.5 kg	122.5 lbs
	Length	31.8 cm	12.5"
	Width	18.1 cm	7.13"
	Height Inc. Term.	42.55 cm	16.75"
Product measurements & weights are calculated based on sample data. Individual specifications are subject to vary due to the manufacturing process, battery components & electrolyte levels.			
Electrolyte Reserve	57 mm	2.25"	
Container	High Density Polypropylene		
Cover	High Density Polypropylene		
Handles	Rope / Plastic Handle		

Cycle Life vs. Depth of Discharge




Voltage vs. Depth of Discharge



Rev.#3 | May 2018


Figura 28. Ficha del acumulador utilizado en la instalación fotovoltaica.

ANEXO 3.9: Ficha técnica del Inversor a utilizar.




Inversores Phoenix

www.victronenergy.com



**Phoenix Inverter
24/5000**



**Phoenix Inverter Compact
24/1600**

Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25°C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25°C (W)	1000	1300	1600	2400	4000
Potencia cont. de salida 40°C (W)	900	1200	1450	2200	3700
Potencia cont. de salida 65°C (W)	600	800	1000	1700	3000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 /48 V (%)	92 / 94 / 94	92 / 94 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a – g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP 21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p>1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V.</p> <p>2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1</p> <p>3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VECConfigure).</p> <p>Capacidad nominal CA 230V / 4A</p> <p>Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>4) Protección:</p> <p>a) Cortocircuito de salida</p> <p>b) Sobrecarga</p> <p>c) Tensión de la batería demasiado alta</p> <p>d) Tensión de la batería demasiado baja</p> <p>e) Temperatura demasiado alta</p> <p>f) 230 V CA en la salida del inversor</p> <p>g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta</p> </div> </div>					

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
 General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
 E-mail: sales@victronenergy.com | www.victronenergy.com




Figura 29. Ficha técnica del inversor utilizado en la instalación fotovoltaica.

ANEXO 3.10: Ficha técnica del conductor a utilizar.



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

1. Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228

2. Aislamiento

Goma libre de halógenos

3. Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

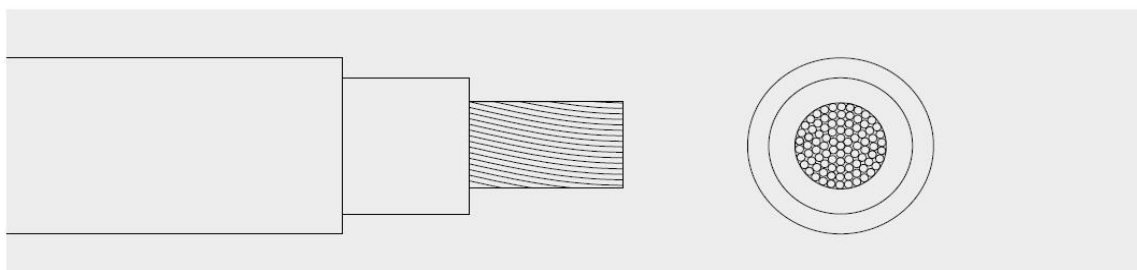
APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.

Este render es un ejemplo de las diversas configuraciones de este cable. Puede ser suministrado en diversas secciones y número de conductores.

TOP CABLE TOPSOLAR PV ZZ-F





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 - (1,8) kV



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE

TÜV

EN

RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.

Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).

Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.

Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754

Baja emisión de humos según UNE-EN 61034

e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.

Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2

e IEC 60754-2.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.

Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.

Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y

TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



Condiciones de instalación

Al aire.

Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



Figura 30. Ficha técnica del conductor eléctrico a utilizar en la planta fotovoltaica.

ANEXO 3.11: Evaluación social Económica.

1. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS NACIONALES

1.1. Tasa Social de Descuento

La Tasa Social de Descuento (TSD) representa el costo de oportunidad en que incurre el país cuando utiliza recursos para financiar sus proyectos.

Estos recursos provienen de las siguientes fuentes: menor consumo (mayor ahorro), menor inversión privada y del sector externo (préstamos internacionales). Por lo tanto depende de la preferencia intertemporal del consumo, de la rentabilidad marginal de la inversión y de la tasa de interés de los créditos externos.

La TSD transforma el valor actual de los flujos futuros de beneficios y costos de un proyecto en particular. La utilización de una única tasa de descuento permite la comparación del valor actual neto de los proyectos de inversión.

Tasa Social de Descuento General

Parámetro	Valor
Tasa Social de Descuento	8%

Fuente: Actualización de la Tasa Social de Descuento. Seminario, 2017

Si la evaluación del proyecto se realiza a precios reales o constantes se debe utilizar la Tasa Social de Descuento General. Si la evaluación se realiza a precios nominales o corrientes se debe utilizar la Tasa Social de Descuento Nominal.

1.1.1. Tasa Social de Descuento para proyectos de servicios ambientales de reducción o mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero

Para proyectos de servicios ambientales de reducción o mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero la Tasa Social de Descuento será 4%. Dicha tasa será la única que se aplicará para ese tipo de proyectos, cuya cadena funcional programática es la siguiente:

Función 17: Ambiente

División funcional 054: Desarrollo Estratégico, conservación y aprovechamiento sostenible del patrimonio natural

Grupo funcional 0121: Gestión del cambio climático

En el caso de Proyectos que generen como externalidades servicios ambientales de reducción o mitigación de las emisiones de gases de efectos invernadero, los beneficios asociados a dichos servicios se descontarán con la Tasa Social de Descuento Específica del 4% para agregarse a los beneficios asociados con el servicios sobre el cual se interviene con el Proyectos que se descontarán con Tasa Social de Descuento General del 8%. La rentabilidad social se demostrará fundamentalmente por los beneficios asociados al servicio.

VI. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN POR TIPO DE PROYECTO

6.1. PARÁMETROS DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Factores de corrección:

Nombre del parámetro	Valor
Factor de corrección para la inversión ¹ .	0.8309
Factor de corrección para la operación y mantenimiento ² .	0.8475

1. Se aplica al total de la inversión a precios de mercado, siempre que esta no exceda los S/. 6 millones.

2. Se considera como servicio no transable de origen nacional.

Fuente: DGPI

Estimación de beneficios sociales de la electricidad en áreas rurales

Nombre del parámetro	S/. por Abonado por año
Beneficios por Iluminación en Sierra	710.88
Beneficios por Radio y T.V. en Sierra	271.43
Beneficios por Refrigeración en Sierra	0.00
Beneficios por Iluminación en Costa	556.32
Beneficios por Radio y T.V. en Costa	401.22
Beneficios por Refrigeración en Costa	1037.24
Beneficios por Iluminación en Selva	458.84
Beneficios por Radio y T.V. en Selva	260.12
Beneficios por Refrigeración en Selva	623.10

NOTA: Si un PIP sustenta la existencia de beneficios por "usos adicionales", se utilizará el valor de US\$ 0.15109 por Kw.h adicional, actualizado al tipo de cambio vigente a la fecha de formulación del estudio de preinversión.

Fuente: DGPI, actualización valores del estudio "Estrategia integral de electrificación rural" 1999, de NRECA International, Ltd. – Seta.

Figura 31. Estimación de beneficios sociales de la electricidad en áreas rurales.

Panel fotográfico.



